SOL ARCADIA
6, rue Lionel Terray
92506 Rueil-Malmaison
Email : info@sol-arcadia.com
www.sol-arcadia.com

ETUDE DE FAISABILITE TECHNIQUE POUR L'IMPLANTATION D'UN GENERATEUR PHOTOVOLTAIQUE SUR LA SALLE DES SPORTS DE SERRES GASTON

Le 27/04/09

SYDEC 40
55, rue Martin Luther King
BP 627
40006 Mont de Marsan cedex

SOL ARCADIA
6, rue Lionel Terray
92506 Rueil-Malmaison
Email : info@sol-arcadia.com
www.sol-arcadia.com

Sommaire

Compte rendu de visite le 31/03/09 3
Visite avec MM.Montaut et Lafarie (SYDEC) : 3
Etude technique 5
Calcul de la surface utile : 5
Contraintes techniques : 6
Choix des onduleurs : 8
Choix des modules : 9
Calepinage et dimensionnement : 11
Estimation du productible et Bilan énergétique et environnemental : 13
Bilan économique et estimation du temps de retour : 13
Conclusion 14
Annexe 1 : Spécifications des matériels 15
Annexe 2 : Spécifications des fabricants et site internet 22
Annexe 3 : CCTP sommaire 23
Schéma unifilaire (avec Schott Poly 175) : 23
Modules photovoltaïques amorphes ou couches minces : 24
Onduleurs : 24
Câblages et connexions : 24
Connecteurs DC : 25
Interrupteurs DC : 25
Mise à la terre et protection foudre : 25
Eléments de fixation : 26
Documentation / Signalisation : 26
Annexe 4 : Etudes de productible 27
Annexe 5 : Plan d'Affaires détaillé 40
Annexe 6 : « Pack démarches administratives » (par exemple sur l'hypothèse 1) 42
Annexe 7 : Contexte et Généralité sur le photovoltaïque 59

SOL ARCADIA
6, rue Lionel Terray
92506 Rueil-Malmaison
Email : info@sol-arcadia.com
www.sol-arcadia.com

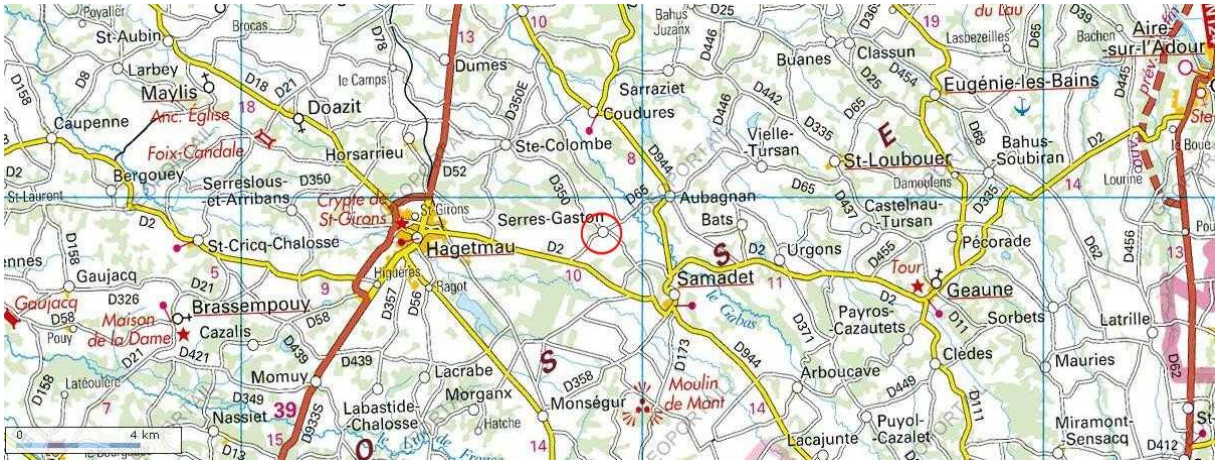
Compte rendu de visite le 31/03/09

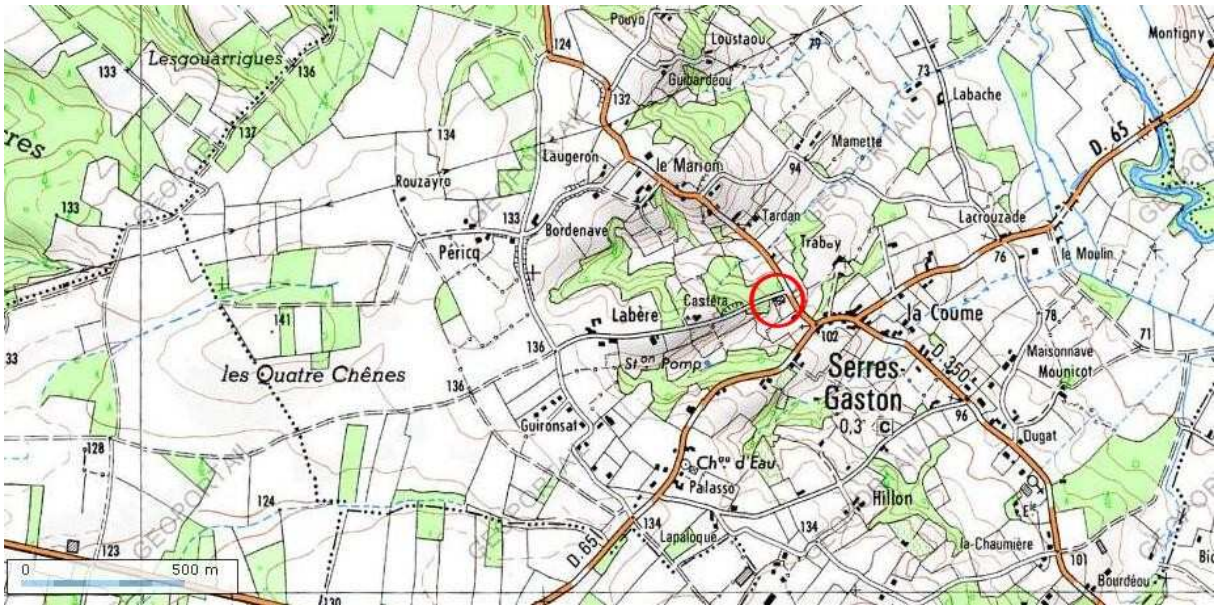
Visite avec MM.Montaut et Lafarie (SYDEC) :

L'objet de la journée de visite était de visiter le site pressenti pour l'implantation d'un générateur photovoltaïque, de bien vérifier l'absence d'obstacles aux projets (ombrages, connexion ERDF difficile…), et de pouvoir réaliser l'ensemble des mesures nécessaires à l'étude de faisabilité.

Voici un aperçu du site visité, ainsi que les contraintes à prendre en compte dans l'étude :

Plan de situation





Vue aérienne

Salle des Sports de Serres Gaston :

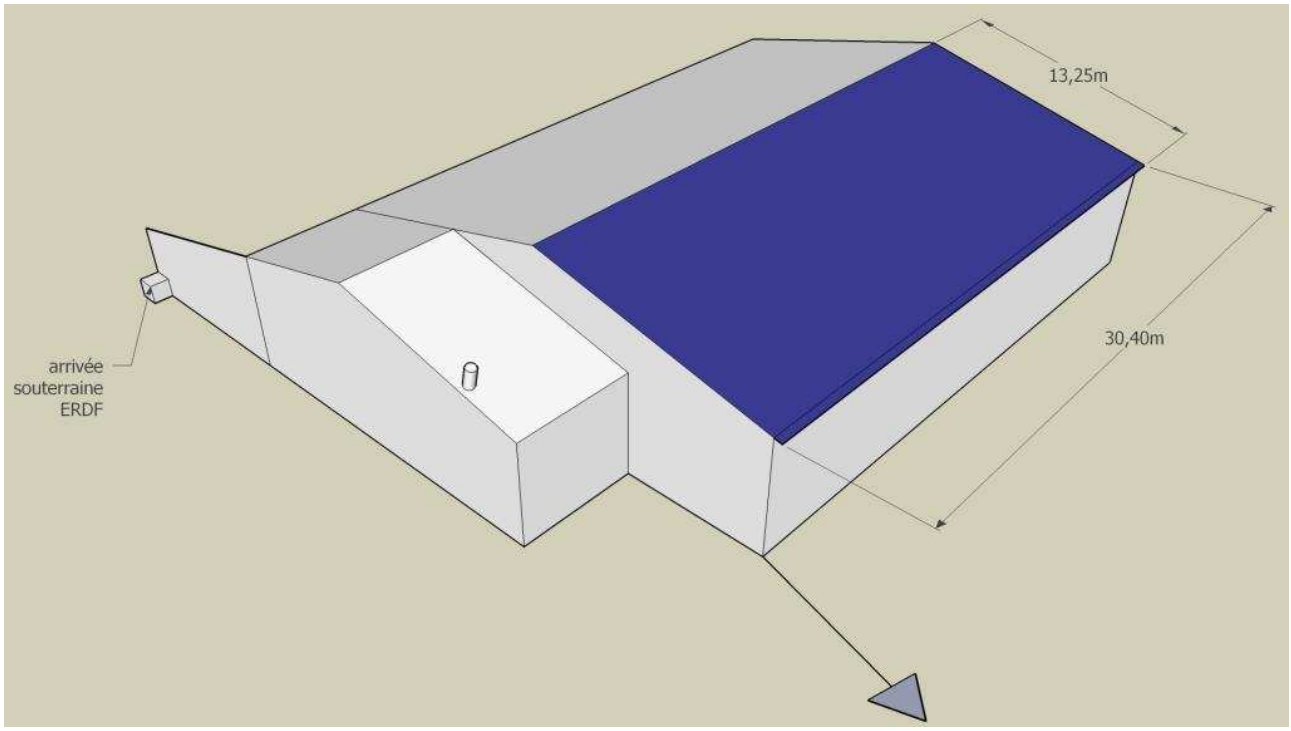
1- Il s'agit d'un grand bâtiment à structure métallique ;
2- Il n'y a aucun masque sur le pan de toiture Sud qui est concernée par le projet ;
3- Pente de 14° ;
4- Couverture en fibrociment amianté.

Nous réaliserons une étude technico-économique des différentes solutions existantes compatibles de l'arrêté du 6 Juillet 2006 proposant un tarif (base 100 : juillet 2006) de 0,55€/kWh d'électricité d'origine photovoltaïque injectée dans le Réseau.

SOL ARCADIA
6, rue Lionel Terray
92506 Rueil-Malmaison
Email : info@sol-arcadia.com
www.sol-arcadia.com

Etude technique

Calcul de la surface utile :



En bleue la toiture concernée par le projet (la partie la plus au Nord du bâtiment n'est pas représentée).
Nous avons un pan de 400m² de toiture Sud.

Le petit toit situé à l'Ouest n'est exploitable que dans sa partie supérieure du fait du masque du bâtiment principal et de la cheminée de la chaufferie. Nous regarderons le productible sur cette partie ombragée, pour information, car celui-ci sera sensiblement inférieur.

A noter également, deux petites cheminées de ventilation en toiture, qu'il faudra déplacer vers le bord du bâtiment si possible.

Contraintes techniques :

Il convient de toujours envisager le photovoltaïque en fonction des contraintes identifiées pour le bâtiment.

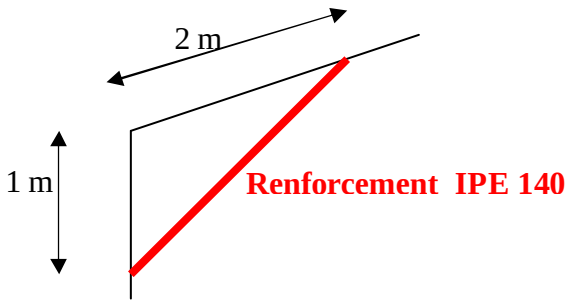
Tout d'abord la charge en kg/m² que la structure du bâtiment peut supporter, en prenant en compte une éventuelle isolation.

Sur ce bâtiment, l'isolation est toujours en place. Dès lors il était impossible de visualiser le détail des structures métalliques et aucune étude de structure n'a été réalisée.
En extrémité du bâtiment, nous avons mesuré les caractéristiques suivantes :

- portiques tous les 5 mètres ;
- pannes tous les 1,35m, et à priori de hauteur de section inférieure ou égale à 100mm.

Ce type de structure nous semble insuffisant pour supporter la masse d'un générateur photovoltaïque. Des renforts sont à prendre en compte dans le budget pour éviter toute surprise sur ce sujet par la suite, ce qui pourrait arrêter le projet.
Sans anticiper la solution qu'il conviendra de faire définir et valider par un bureau de contrôle avant toute installation, nous avons déjà vu des renforts sous forme de renforcement des pannes, ou de pose de bracons au niveau des portiques.

Exemple de renfort de portiques :



L'ordre de grandeur d'un tel renfort, pour la partie Sud de ce bâtiment de 400m², serait de 15 k€ environ.

Nous nous attacherons donc à définir une solution photovoltaïque la plus légère possible, afin d'éviter d'avoir à revoir complètement la structure du bâtiment. En effet, il est possible que le bureau de contrôle ne demande pas un renfort de structure trop important, la couverture en fibrociment actuelle pèse a priori au minimum 15 kg au m2.

Type de solution	**Cellules**	**Intégration au bâti**	**Ordre de grandeur de masse**
Rails gouttières avec l'étanchéité directe des modules (type Mecosun, PV Light Schüco, Solar Roof 3 Conergy)	Toutes	Oui	15 à 17 kg/m² Hors isolant, film pare vapeur éventuel
Bacs acier avec cellules collées (Arsolar, Corus, Metenergy)	Silicium amorphe ou cristallin	Oui	7 kg/m² Corus bacs aluminium, 10 à 15 kg/m² pour Arsolar, Metenergy hors isolant

MecoSun ou PVLight

Mode opératoire :
- dépose de la couverture ;
- renfort éventuel de la structure ;
- pose des profilés avec joints ;
- pose des modules ;
- chantier électrique.

Atouts :
- Légèreté / Robustesse ;
- Compatibilité avec les modules standards ;
- Aspect extérieur.

Points à valider :
- Condensation possible à l'intérieur ;
- Rives et faitières sur mesure.

Bacs acier ou aluminium intégrant des cellules généralement Uni-Solar (Arsolar, Corus, Metenergy)

Mode opératoire :
- dépose des tôles existantes ;
- pose éventuelle d'un isolant intérieur ou **choix d'un bac intégrant l'isolant (Metenergy)** ;
- pose des bacs acier intégrant des cellules Uni-Solar ;
- chantier électrique.

Vu la pente supérieure à 10°, nous n'avons pas inclus dans notre réflexion les membranes d'étanchéité (type Alwitra, Soprasolar…) qui ne seraient pas avantageuses pour la mise en œuvre.

Egalement, il existe des solutions d'intégration au bâti pour modules standard au silicium cristallin basée sur des bacs acier (type 3A Energies, Energy Prod, BP Solar, Eolor, Wagner…). Elles sont plus lourdes (25 kg/m²). Si la structure du bâtiment est compatible de cette masse, ces solutions amènent au même calepinage que pour Mecosun ou PVLight, et ont le même ordre de grandeur de coût.

Nous préconisons que la vérification de la structure soit effectuée avec une masse surfacique de **20 kg/m²** au moins pour le calcul de descente de charges.

Vis-à-vis de la surface disponible, deux stratégies sont possibles :

- du silicium cristallin pour réaliser la plus grande puissance possible (env. 50 kWc) ;
- une solution couches minces pour rester juste au niveau des 36 kVA. Néanmoins les modules couches minces classiques (i.e. avec cadre) existants ont une masse surfacique supérieure à celle des modules cristallins car le process impose la plupart du temps 2 panneaux de verre. Nous nous limiterons donc aux bacs acier intégrant des cellules, quitte à utiliser les deux pans de toitures pour arriver à une puissance suffisante.

Nous étudierons ces 2 stratégies afin de laisser à la municipalité les 2 possibilités.

Choix des onduleurs :

Tout d'abord la petite toiture, si elle est réalisée, devra disposer d'un onduleur spécifique, pour éviter que ses ombres ne pénalisent la partie principale de la toiture.

Pour la toiture principale, trois ou quatre onduleurs centralisés peuvent très bien convenir, afin de limiter la place nécessaire à leur implantation.

Le dimensionnement a été réalisé avec un modèle du fabricant Fronius, réputé pour sa fiabilité, sa facilité de pose grâce à un poids réduit (transformateur HF) et un rendement élevé sur toute la gamme de puissance du fait d'une construction modulaire.

Fronius IG Plus 50
Puissant et compact. Parfaitement adapté aux installations jusqu'à 4 kW. L'appareil monophasé pour des installations photovoltaïques efficaces, p. ex. maisons individuelles.
Fronius IG Plus 100
L'appareil 8 kW biphasé pour grandes installations. Également disponible en option en monophasé.
Fronius IG Plus 150
Puissance maximale. Trois phases dans un appareil 12 kW pour méga-installations. Le seul appareil mural dans cette classe de puissance.

Il est important d'implanter les onduleurs **au plus près** du champ photovoltaïque car le courant continu produit par les modules PV se transporte mal.

Dans le cas présent, nous avons pu voir que toute la partie située sous les tribunes au Sud du bâtiment est libre. Il nous semble possible d'y mobiliser **un pan de mur de 2,0 mètres de haut par 5m de long** afin de poser les onduleurs et leur armoire de protection.

Choix des modules :

Nous avons déjà vu que le Maitre d'Ouvrage peut choisir de positionner son projet au-dessous ou au-dessus des 36 kVA suivant la technologie.

L'enjeu étant clairement de limiter les renforts de structure, nous avons établi un comparatif des masses surfaciques des principaux constructeurs de capteurs solaires, afin de donner une idée des valeurs à surveiller dans l'appel d'offre :

	ALEO S17	General Electric PVp 200	**ISOFOTON IS 220**	KYOCERA KC200GHT	MITSUBISHI PV TD 185 MF5
puissance (Wp)	185	200	220	200	185
technologie	*monocristallin*	*polycristallin*	*monocristallin*	*monocristallin*	*polycristallin*
surface (m²)	1,3778	1,456785	1,6752	1,41075	1,382772
rendement	13,43%	13,73%	13,13%	14,18%	13,38%
poids (kg)	17	17,7	18,5	18,5	17
poids surfacique (kg/m²)	12,34	12,15	**11,04**	13,11	12,29

PHOTOWATT PW6 230	REC 220 A	**SANYO HIP 210**	**SCHOTT Poly 175**	SCHOTT Poly 225	SHARP ND 162
230	220	210	175	225	162
polycristallin	*polycristallin*	*monocristallin*	*polycristallin*	*polycristallin*	*polycristallin*
1,81337	1,650015	1,26084	1,3122	1,673205	1,310092
12,68%	13,33%	16,66%	13,34%	13,45%	12,37%
24	22	15	15,5	23	16
13,24	13,33	**11,90**	**11,81**	13,75	12,21

SOLARWATT M230-96	**SOLARWORLD SW 180**	Solon 230	SUNTECH STP 175	SUNTECH STP 270	**TENESOL TE 2200**
230	180	230	175	270	230
monocristallin	*monocristallin*	*monocristallin*	*monocristallin*	*polycristallin*	*polycristallin*
1,7066	1,3041	1,64	1,27664	1,940352	1,6434
13,48%	13,80%	14,02%	13,71%	13,92%	14,00%
24	15	23,5	15,5	27	19
14,06	**11,50**	14,33	12,14	13,92	**11,56**

Voici un tableau comparatif des avantages / inconvénients des typologies de solutions évoquées :

Type de solution	☺	☹	Ordre de grandeur de coût posé
Rails gouttières avec l'étanchéité directe des modules (type Mecosun, PV Light Schüco, Solar Roof 3 Conergy)	Ventilation Grand choix de modules possible Maintenance facile Puissance supérieure par m² Légèreté (15 – 16 kg au m2)	Avis Technique en cours	4.9 à 5.2 €/Wc HT environ en 2009 en cristallin Hors isolant
Bacs acier avec cellules collées (Arsolar, Corus, Metenergy)	Poids Esthétique Compatible d'une isolation	Peu de concurrence Thermique pour l'acier Durabilité non prouvée Indémontable Puissance par m² Avis Technique en cours	5.5 à 6.0 €/Wc HT en 2009 Un fabricant avec isolant Un fabricant avec bac aluminium Un fabricant avec polycristallin, pente >10%

Nous retenons les Schott Poly 175 pour la suite de l'étude et du calepinage. Pour la solution inférieure à 36 kVA, nous nous baserons sur les bacs Corus par exemple.

Intégration au bâti

La décision du gouvernement paru au Journal Officiel le 06/03/09 qui supprime la demande de certificat Drire pour les projets de moins de 250 kWc donne une visibilité sur l'obtention de la prime d'intégration pour ce type de projet. La sélection d'une solution dont le principe a déjà été validé par l'obtention de la prime d'intégration par le passé garantit selon nous l'obtention de la prime. EDF Obligation d'Achat est chargé de valider la dite prime, et confirme que les solutions déjà acceptées par les Drires ne seront pas remises en cause.

Nous préconiserons donc 2 solutions que nous étudierons plus avant :

Solution 1 : des modules Schott Poly 175, robustes, légers et bien répandus sur le marché français, en combinaison avec le système Mecosun qui peut permettre de limiter les renforts de la structure du bâtiment par son faible poids total (16 kg/m² environ).

Système Mecosun

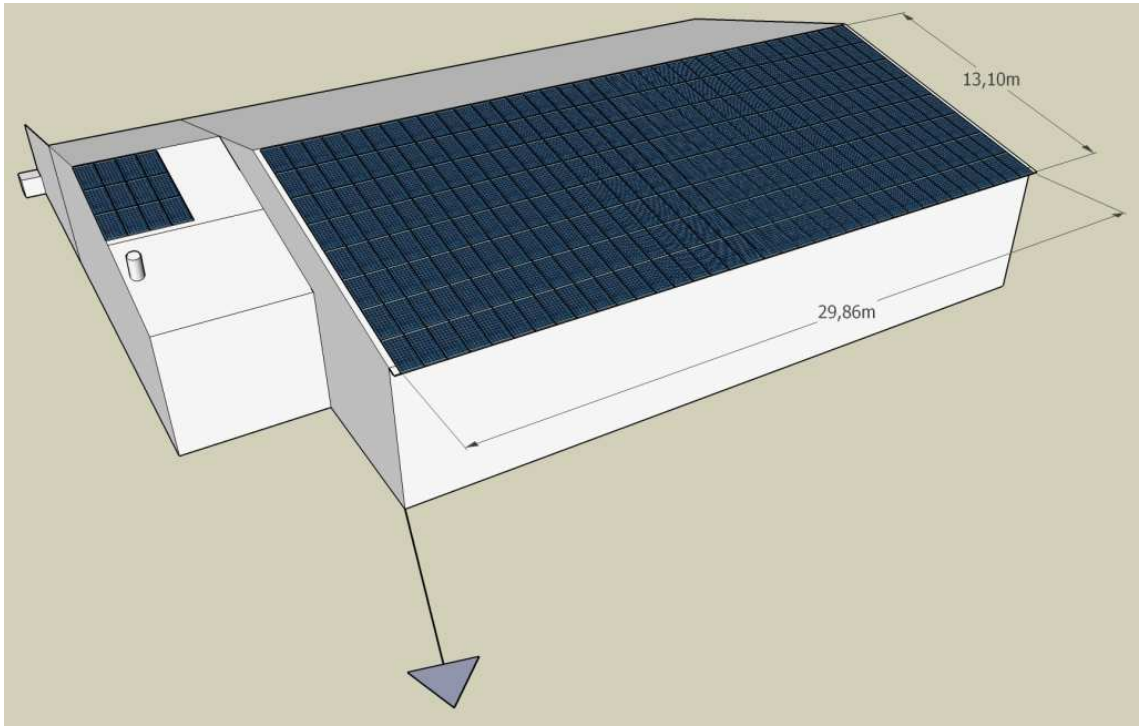
Pour info, nous citerons pour cette première solution le calepinage et le productible du petit toit.

Solution 2 : des bacs aciers Corus Kalzip intégrant des cellules UniSolar PVL 136 en couches minces.

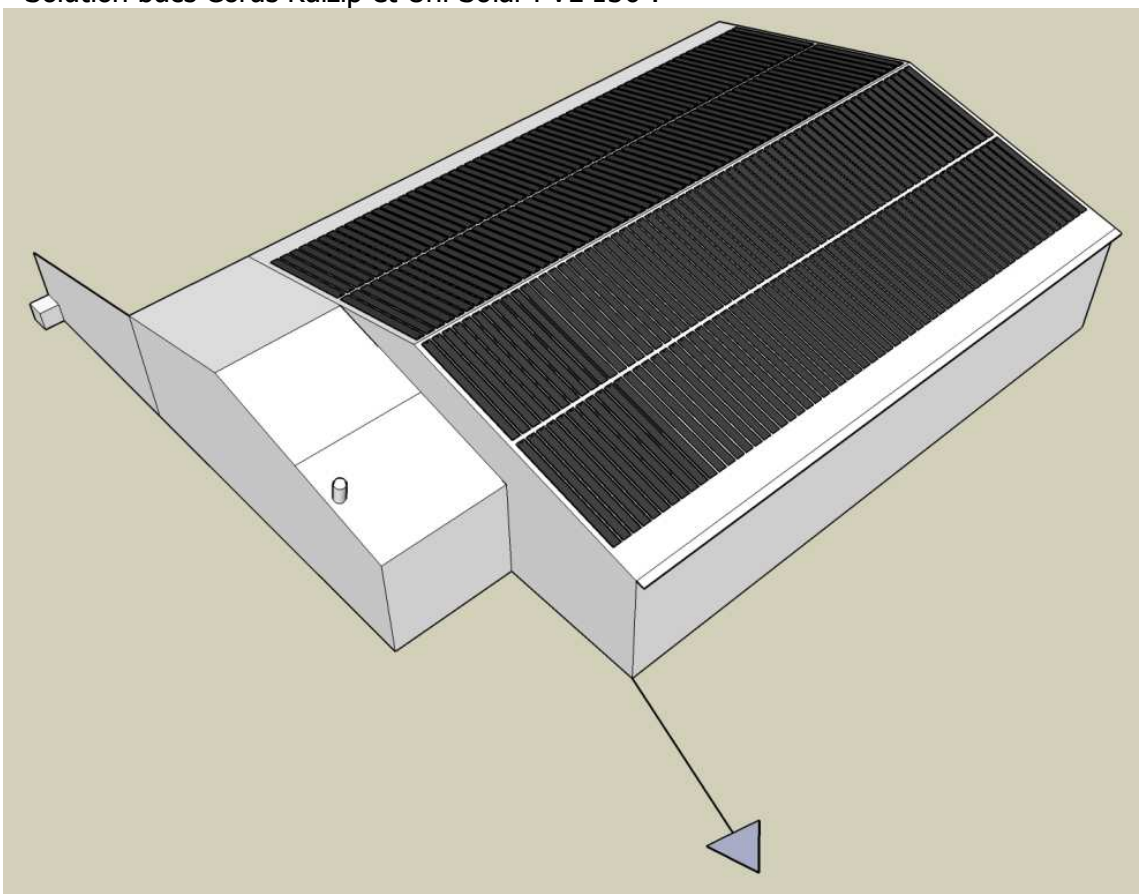
Calepinage et dimensionnement :

Type de modules	Nombre / Puissance (kWc)	Onduleurs	Investissement prévisionnel
Schott Poly 175 et Mecosun	288 / 50,4 kWc 380 m² de modules	4x Fronius IG Plus 150	252 k€ HT De par leur qualité, les modules Schott ont un prix un peu supérieur
Schott Poly 175 et Mecosun Sur petite toiture	12 / 2,1 kWc 15 n'est pas raccordable aux onduleurs	1x Fronius IG 20	A intégrer au générateur principal pour obtenir un bon prix
Unisolar PVL 136 préencollés sur Bac Acier ou Aluminium	Pan Sud : 120 / 16,32 kWc Pan Nord : 120 / 16,32 kWc Total : 32,64 kWc 660 m² de modules	4X Fronius IG Plus 70	188 k€ HT

- Solution Schott Poly 175 et Mecosun:



- Solution bacs Corus Kalzip et Uni-Solar PVL 136 :



Estimation du productible et Bilan énergétique et environnemental :

Nous avons effectué plusieurs simulations avec le logiciel PVSyst 4.33 :

- Deux pour chaque système (base Schott ou Uni-Solar) suivant les pans de toiture.

Nous avons ainsi pour l'ensemble de la centrale :

	Schott Poly 175	Uni-Solar PVL 136
Productible Face Sud (kWh/kWc)	1 060	1 135
Productible petit toit (kWh/kWc)	955 (-10%)	
Productible Face Nord (kWh/kWc)		920 (-19%)
Puissance installée (kWc)	50,4 (Face Sud)	16,32 par pan
Production totale (kWh)	53 400	33 500

(Fichiers complets PVsyst des hypothèses en annexes).

Pour l'hypothèse haute de 53 400 Kwh, cela correspond à la consommation d'environ 14 ménages et une économie de 5 tonnes de CO2 par an. Par rapport à une source thermique de production électrique, l'économie en tonne de CO2 est de 50 tonnes environ.
Pour les cellules Uni-Solar, nous voyons sans surprise que le productible en Face Nord est fortement pénalisé par rapport au côté Sud. Cependant, la technologie triple jonction de ces cellules, permettant de capter un plus grand spectre, permet tout de même d'obtenir 920 kWh/kWc qui selon nous permettent encore une rentabilité satisfaisante.

Bilan économique et estimation du temps de retour :

Pour le système photovoltaïque seul les ordres de grandeur de prix ont déjà été donnés précédemment.
D'autre part, nous estimons la connexion ERDF à 1500€ dans les deux cas vu les puissances inférieures à 50 kVA.

	Mecosun et Schott Poly 175	Bacs acier Corus avec Uni Solar PVL 136
Tarif d'achat 2009 (Cts €)	60,176	60,176
indexation annuelle (avec pertes rendement)	1,40%	1,40%
Puissance installée (KWc)	50,4	32,64
Production annuelle Kwh	53 400	33 500
Prix Matériel posé HT*	252 000 €	188 000 €
Connexion EDF estimée (hors transfo)	1 500 €	1 500 €
Total HT	**253 500 €**	**189 500 €**
Chiffre d'affaires Année 1	**32 140 €**	**20 150 €**
rendement brut année 1	**12,7%**	**10,6%**
Temps de retour	**8 ans**	**9 ans 5 mois**
chiffre d'affaires cumulé à 10 ans	**342 500 €**	**214 700 €**
Chiffre d'affaires cumulé à 20 ans	**736 000 €**	**461 500 €**

Les plans d'affaires détaillés sont en annexe.

Conclusion

Suivant les orientations de la Maitrise d'Ouvrage, nous proposons soit de rester sur un projet inférieur à 36 kVA basé sur du silicium amorphe, soit sur un projet en face Sud atteignant environ 50 kVA basé sur du silicium cristallin.
Il faudra le plus tôt possible réaliser une étude de structure pour valider la tenue de celle-ci et pouvoir orienter le CCTP vers la solution la plus légère possible :

- Suivant l'objectif de la municipalité en terme de revenus et de rapport investissement / production, il convient de privilégier une technologie respectivement en silicium cristallin (mono ou poly) ou en couches minces ;
- Au niveau des fixations, nous préconisons une solution légère qui utilise le module lui-même pour réaliser l'étanchéité, comme par exemple le système Mecosun ;
- Il conviendra de demander dans le CCTP les Avis Techniques disponibles ou en cours sur la solution préconisée ;
- On peut attendre du projet une rentabilité brute de l'ordre de 12% suite à la baisse de prix des modules constatée début 2009. Le financement par emprunt pourra se faire sur une durée minimale de 12 ans (sur la solution Schott notamment) pouvant aller jusqu'à 15 ans (solution préconisée). Si le maître d'ouvrage le souhaite, ce projet peut également être présenté à la SEM départementale dédiées aux énergies renouvelables.

Un projet sommaire de CCTP figure en annexe.

Annexe 1 : Spécifications des matériels

SCHOTT POLY™ 165/170/175/180

Module solaire avec cellules POLY texturées

- Tolérance étroite en puissance
- Installation simple et rapide
- Tension du système jusqu'à 1000 V
- Puissance plus élevée/ rendement accru
- Une longueur d'avance

Les cellules photovoltaïques cristallines de haute qualité convertissent le rayonnement solaire en électricité avec les meilleurs rendements. Dans des analyses et tests indépendants les modules photovoltaïques de SCHOTT ont occupé à plusieurs reprises la première place. De la construction du cadre jusqu'aux connexions, chaque type de module est conçu de manière à permettre son intégration au meilleur coût dans le système photovoltaïque.

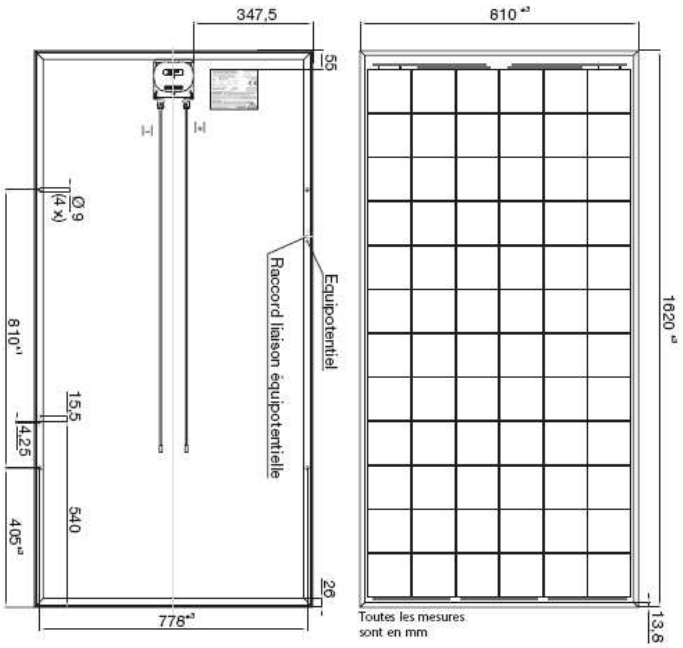
Tolérance étroite en puissance : Une sélection particulièrement fine des puissances des modules permet d'atteindre des faibles pertes lors de l'interconnexion des modules en série.

Installation simple et rapide : Le cadre en aluminium anodisé et les câbles à connecteurs Tyco montés en usine assurent une installation simple et rapide.

Tension du système jusqu'à 1000 V : Le module de la classe de protection II est conçu pour une tension du système pouvant atteindre 1000 V. Le module peut être installé seul ou en tant que composant des grandes centrales solaires.

Une longueur d'avance : Avec le procédé de la texturation des cellules développé spécifiquement par SCHOTT Solar les wafers multi-cristallins atteignent les meilleurs rendements.

SCHOTT POLY™ 165/170/175/180



SCHOTT solar

SOL ARCADIA
6, rue Lionel Terray
92506 Rueil-Malmaison
Email : info@sol-arcadia.com
www.sol-arcadia.com

Données Techniques

Données électriques

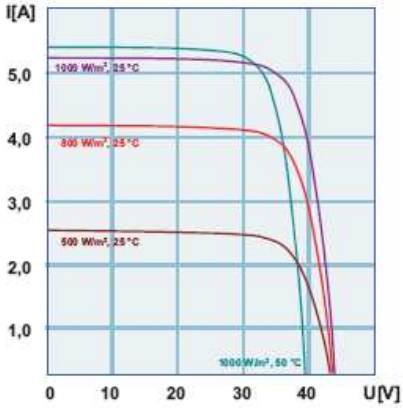
Les données électriques sont fournies sous conditions standard de test (STC) :
Ensoleillement de 1000 W/m² avec un spectre AM 1,5 et une température de cellule de 25°C.

Puissance nominale	P_{nom}	165 Wp	170 Wp	175 Wp	180 Wp
Tension au point de puissance maximale	U_{mpp}	35,1 V	35,5 V	35,9 V	36,3 V
Courant au point de puissance maximale	I_{mpp}	4,70 A	4,78 A	4,87 A	4,95 A
Tension à vide	U_{co}	43,6 V	44,0 V	44,3 V	44,6 V
Courant de court-circuit	I_{cc}	5,27 A	5,30 A	5,34 A	5,39 A

La puissance nominale est donnée avec une tolérance de ± 4%, les autres données individuellement avec ± 10%.

Dimensions et poids

Dimensions (tolérance ± 3 mm)	1.620 mm x 810 mm
Hauteur du cadre (tolérance ± 1 mm)	50 mm
Poids	15,5 kg env.



Courbes caractéristiques courant/tension : L'intensité dépend de l'ensoleillement et de la température du module.

Caractéristiques

Cellules photovoltaïques par module	72
Type de cellule photovoltaïque	MAIN-Isotex (multi-cristallin, 12,5 x 12,5 cm², carré plein)
Connexion	boîte de connexion avec diodes de dérivation, câble solaire 4mm² avec connecteurs Tyco, longueur par polarité 1m

Coefficients de température

Puissance	T_K (P_{nom})	- 0,47 %/°C
Tension à vide	T_K (U_{co})	- 0,38 %/°C
Courant de court circuit	T_K (I_{cc})	+ 0,10 %/°C

Valeurs limites

Tension du système max. admissible	1000 V_{DC}
Température du module admissible	-40 ... +85 °C
Charge max.	pression : 5.400 N/m² ou 550 kg/m² (selon IEC 61215 Ed. 2) aspiration : 5.400 N/m² ou 550 kg/m²

Sous réserve de modifications techniques.

Qualifications

Les modules SCHOTT POLY™ 165/170/175/180 répondent aux exigences de la norme IEC 61215 et IEC 61730, à la classe de protection électrique II, ainsi qu'aux directives CE.

Système de management de la qualité certifié selon
DIN EN ISO 9001:2000 · Reg.-No. 2184
DIN EN ISO 14001:2005 · Reg.-No. 2184

SCHOTT Solar GmbH
Carl-Zeiss-Strasse 4
63755 Alzenau
Allemagne
Tél. : +49(0)6023/91-05
Fax : +49(0)6023/91-1700
solar.sales@schott.com
www.schottsolar.fr

SCHOTT FRANCE SAS
8 rue Fournier
92110 Clichy
France
Tél. : +33 (0) 1 40 87 39 74
Fax : +33 (0) 1 40 87 39 88
solar.france@schott.com
www.schottsolar.fr

SCHOTT solar

Kalzip® AluPlusSolar

Information produit

Le produit

Le nouveau profilé Kalzip AluPlusSolar permet désormais la totale intégration de générateurs photovoltaïques sur toiture avec un maximum de liberté architecturale dans la conception de constructions innovantes.

Les films solaires sont souples et très résistants. Selon le concept particulier de la toiture, ils sont fournis collés sur des bacs profilés aluminium Kalzip droits, éventuellement concaves ou convexes. La combinaison des cellules solaires en couches minces et les caractéristiques des bacs Kalzip garantit, aux architectes et aux intégrateurs de systèmes photovoltaïques, une solution solaire qui optimise à la fois la conception de la toiture et la production écologique d'énergie.

Kalzip AluPlusSolar est un système solaire entièrement intégré, incluant les onduleurs et ses accessoires, sur bac profilé Kalzip AF 65/537/1.0 mm de couleur RAL 9006 (autres couleurs disponibles sur demande). Le film solaire, disponible en deux longueurs, est laminé en usine puis collé de manière définitive sur la face externe du bac Kalzip. Ce film produira, après installation, l'énergie du système photovoltaïque.
Il est impossible de rajouter des films solaires sur des bacs Kalzip précédemment installés.

Des informations détaillées sont disponibles sur demande.

La longévité des bacs Kalzip et le rendement garanti des modules solaires permettent dorénavant de créer des bâtiments d'esprit contemporain alliant liberté de conception architecturale et haute qualité environnementale et ce dans la durée.

Avantages

- Esthétique, toit photovoltaïque intégré sans éléments de fixation supplémentaires
- Optimisation de la ressource solaire même par faible ensoleillement grâce à la technologie triple jonction
- Production peu affectée par les températures élevées
- Meilleure tolérance aux ombres portées que la technologie cristalline
- Economique – 20 ans de garantie de production électrique
- Surface autonettoyante – d'où entretien réduit
- Utilisable en toiture avec ou sans isolation
- Idéal pour les concepts architecturaux les plus ambitieux
- Disponible en systèmes complets comprenant les onduleurs et les accessoires
- Ingénierie et planification fournies par Corus, ainsi que, sur demande, toute aide à la gestion de projets

Domaines d'application

Kalzip AluPlusSolar convient à tout type de toiture avec pente mini de 5% ou maxi de 173%.
Rayon de cintrage mini R = 6 m

Kalzip AluPlusSolar est disponible en deux modèles de modules photovoltaïques amorphes couches minces : PVL-68 et PVL-136, possédant des caractéristiques techniques différentes. Les couvertures et les façades peuvent désormais être utilisées au maximum de leur potentiel.

Données techniques	PVL-68	PVL-136
Surface nécessaire par kWc [m²]	à partir de 22	
Longueur des modules [m²]	2,85	5,50
Puissance nominale [Wc]	68	136
Tension d'utilisation V_{MPP} [V]	16,5	33,0
Courant d'utilisation I_{MPP} [A]	4,13	4,13
Tension en circuit ouvert Voc [V]	23,1	46,2
Tension en circuit ouvert Voc (par -10°C à 1250W/m²) [V]	26,3	52,7
Courant de court-circuit Isc [A]	5,1	5,1
Courant de court-circuit Isc (par 75°C à 1250W/m²) [A]	6,7	6,7
Fusible [A]	8,0	8,0
Tension maximum du système DC [V]	1000	1000

NB : Les valeurs spécifiées sont données à ± 5%. Pendant les 8 à 10 premières semaines d'utilisation, la puissance de sortie peut-être jusqu'à 15% supérieure aux valeurs annoncées, de même la tension peut excéder jusqu'à 11% les données ci-dessus et le courant jusqu'à 4%.

C.B.S Investissement
Bât. Saria B – 14, rue de Saria
Serris
77 706 Marne La Vallée Cedex 04
France
T + 33 (0) 160 43 57 10
F + 33 (0) 160 04 28 51
E Mail : cbsfr@corusgroup.com

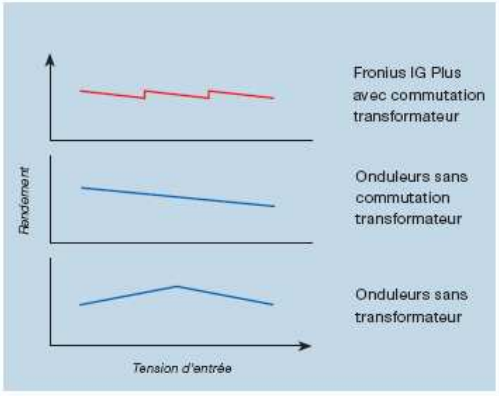
Corus International Services N.V
Coremansstraat 34
Royal House
2600 Berchem
Belgium
T + 32 (0) 3 280 80 10
F + 32 (0) 3 280 80 19
E Mail : cbsbe@corusgroup.com

Kalzip® AluPlusSolar – 2008-10-14

Assurance de gain maximale

L'utilisation maximale de chaque rayon de soleil est possible grâce à la combinaison complexe de différents facteurs.

3 pointes de rendement. Plus de gains pour chaque taille d'installation : la commutation transformateur automatique du Fronius IG Plus en est la garantie. Ce n'est donc pas une, mais trois pointes de rendement qui sont créées. Résultat : un rendement uniforme sur une large plage de tensions d'entrée. En comparaison : sur les onduleurs sans commutation transformateur, le rendement baisse toujours lorsque la tension s'accroît. Les appareils sans transformateur ne possèdent qu'une seule pointe de rendement.



Le concept MIX™. Une combinaison judicieuse de plusieurs étages de puissance vous permet un gain maximum en charge partielle, p. ex. par temps nuageux. C'est la raison pour laquelle sur les appareils Fronius, plusieurs étages de puissance se partagent le travail à tour de rôle en fonction des heures de fonctionnement.

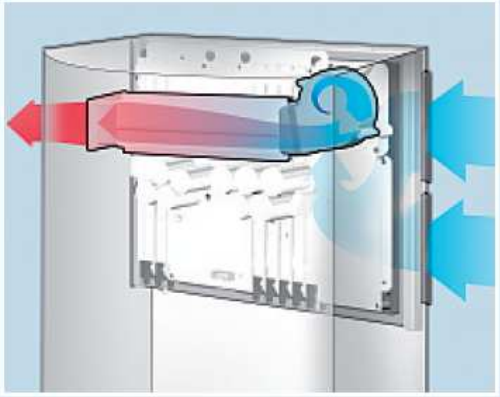
Module Manager™. Ce n'est qu'en se trouvant constamment au point de puissance maximal (MPP) qu'il est possible de tirer le maximum de chaque rayon de soleil. C'est le rôle du Module Manager™ : Pour un rendement optimal, rapide et précis. Ceci est particulièrement important pour les courbes de rendement plates des modules en couches minces.

Leader. Avec un rendement maximal de 96,1 %, la série Fronius IG Plus a obtenu la meilleure performance parmi les appareils HF.

Fiabilité optimale

Pour éviter tout risque de panne, l'équipe de développement Fronius a mis en oeuvre de nombreuses idées ingénieuses. En effet, les plus petits détails peuvent avoir de grandes conséquences.

Un concept de ventilation judicieux. Les influences environnementales, telles que la poussière ou l'humidité, restent à l'extérieur. La raison : l'air de refroidissement est aspiré sur la paroi latérale et dirigé au-dessus des dissipateurs thermiques par un canal fermé. Tout contact avec la platine est donc exclus. Simultanément, les composants sont maintenus au frais – l'appareil travaille de manière stable sur le long terme.



Sécurité contre les pannes. Vous pouvez faire confiance aux onduleurs Fronius. Et même en cas de panne d'un étage de puissance, les autres éléments continuent à travailler avec efficacité. Dès que la pièce de rechange est livrée, celle-ci peut-être échangée rapidement et sans problème par un spécialiste. Pour cela, il n'est même pas nécessaire de démonter l'appareil complet : L'élément de raccordement, avec tous les câblages et toutes les configurations, reste sur le mur.

Longue durée de vie. Le concept MIX™ augmente la durée de vie de l'onduleur. En effet, plusieurs petits étages de puissance se partagent les heures de fonctionnement. Mais le nouveau concept de ventilation contribue pour une part importante à cette longévité car des étages de puissance propres fonctionnent plus longtemps. Et naturellement, la nouvelle génération d'onduleurs n'est équipée que de composants de qualité supérieure.

Le premier appareil tous usages

La polyvalence est le principe de base : le Fronius IG Plus fonctionne de manière exceptionnelle avec tous les modules PV et il est adapté à toutes les tailles d'installations imaginables.

Compatibilité avec presque toutes les configurations de modules. Le Fronius IG Plus travaille de manière optimale avec tous les types de modules. Grâce à la large plage de tensions d'entrée, à la séparation galvanique, à l'option de mise à la terre disponible de série ainsi qu'au rendement optimal et précis (MPP Tracking), le Fronius IG Plus est particulièrement adapté aux modules en couches minces.

Mise à la terre sur site. Décidez sur site si vous voulez - ou si vous devez - procéder à une mise à la terre. Installez le fusible, activez le logiciel – la mise à la terre est terminée.

Pour l'intérieur et l'extérieur. Tous les appareils Fronius IG Plus possèdent un boîtier métallique robuste et d'un agréable design. Résistants aux UV et à la corrosion, ils peuvent être utilisés aussi bien à l'intérieur qu'à l'extérieur.

Boîte collectrice de branches intégrée, avec contrôle par fusibles. Le modèle Fronius IG Plus est équipé de série d'une boîte collectrice de branches intégrée munie de fusibles permettant de contrôler les différentes branches. Elle facilite l'installation et permet en outre de réaliser des économies. En effet, jusqu'à six branches peuvent être raccordées directement sur la boîte ; en cas de sollicitation d'un fusible, un message s'affiche immédiatement sur l'écran d'information.

La plus grande gamme de puissance usuelle. Le principe de fonctionnement de l'ensemble de la famille Fronius IG est identique. Donc si vous connaissez un appareil et si vous savez vous en servir, vous êtes en mesure d'utiliser tous les autres modèles.

Sectionneur DC intégré. Pas d'installation ou de câblage supplémentaires. Confort optimal et sécurité incomparable selon la norme DIN-VDE 0100-712.

Le nouveau système de connexion Power. La zone de raccordement et les étages de puissance sont montés séparément. La simplicité en toute sécurité : d'abord, monter la zone de raccordement au mur de la manière habituelle. Puis tout simplement brancher l'étage de puissance. Le connecteur Power relie les deux éléments pour former une unité robuste. Lors de la maintenance, l'élément de raccordement reste fixé au mur - tous les réglages et toutes les configurations sont ainsi conservées.

Fronius IG Plus 35 / Fronius IG Plus 50
Puissants et compacts. Deux appareils monophasés d'une puissance de sortie de 3,5 et 4 kW pour les installations photovoltaïques, par ex. dans les maisons individuelles.

Fronius IG Plus 70 / Fronius IG Plus 100
Sur les grandes installations, le connecteur biphasé garantit un déséquilibre des charges des phases inférieur à 4 kVA. Puissance de sortie 6,5 ou 8 kW.

Fronius IG Plus 120 / Fronius IG Plus 150
Puissance maximale. Trois phases dans un appareil pour méga-installations. Disponible avec puissance de sortie 10 ou 12 kW.

DONNÉES D'ENTRÉE	Fronius IG Plus	35	50	70	100	120	150
Puissance nominale CC		3700 W	4200 W	6800 W	8400 W	10500 W	12600 W
Gamme de tension MPP		230 - 500 V	230 - 500 V	230 - 500 V	230 - 500 V	230 - 500 V	230 - 500 V
Tension d'entrée max. (à 1000 W/m², -10°C)		600 V	600 V	600 V	600 V	600 V	600 V
Courant d'entrée max.		16,0 A	18,3 A	29,7 A	36,6 A	45,8 A	54,9 A
DONNÉES DE SORTIE							
Puissance nominale CA		3500 W	4000 W	6500 W	8000 W	10000 W	12000 W
Puissance de sortie max.		3500 W	4000 W	6500 W	8000 W	10000 W	12000 W
Rendement max.		96,0 %	96,0 %	96,0 %	96,0 %	96,0 %	96,0 %
Rendement Euro		95,0 %	95,1 %	95,4 %	95,5 %	95,5 %	95,5 %
Rendement MPP		99,9 %	99,9 %	99,9 %	99,9 %	99,9 %	99,9 %
Tension secteur / Fréquence		230 V / 50 Hz (60 Hz)					
Raccordement au secteur		Monophasé		Biphasé / Monophasé (en option)		Triphasé	
Taux de distorsion harmonique		< 3,5 %	< 3,5 %	< 3,5 %	< 3,5 %	< 3,5 %	< 3,5 %
Facteur de puissance		1	1	1	1	1	1
Consommation propre pendant la nuit		1 W	1 W	1 W	1 W	1 W	1 W
DONNÉES GÉNÉRALES							
Dimensions (hauteur x largeur x profondeur)		631 x 434 x 244 mm		926 x 434 x 244 mm		1221 x 434 x 244 mm	
Poids zone de raccordement		11,0 kg		11,0 kg		11,0 kg	
Poids zone d'étage de puissance		14,0 kg		26,0 kg		38,0 kg	
Classe de protection		IP 44	IP 44	IP 44	IP 44	IP 44	IP 44
Concept d'onduleur		Transformateur HF					
Refroidissement		ventilation régulée					
Boîtier		Boîtier métallique pour montage intérieur et extérieur					
Plage de température ambiante		de -20°C à +50°C					
Humidité de l'air admise		0 % à 95 %					
DISPOSITIFS DE PROTECTION							
Mesure tension d'isolement CC		Attention lorsque R_{ISO} < 500 kOhm					
Capacité de surcharge		Déplacement du point de fonctionnement dynamique, Limitation de puissance					
Sectionneur CC		intégré					

Sous réserve de modifications techniques.

Les textes et les illustrations correspondent à l'état de la technique au moment de l'impression. Sous réserve de modifications.
Le présent document ne peut être copié ou reproduit, en totalité ou en partie, sous quelque forme que ce soit sans l'autorisation écrite de Fronius International GmbH.

FRONIUS INTERNATIONAL GMBH
4600 Wels, Buxbaumstraße 2
Austria
E-Mail: pv@fronius.com
www.fronius.com

40,0006,2899 v04 2008 as02

Annexe 2 : Spécifications des fabricants et site internet

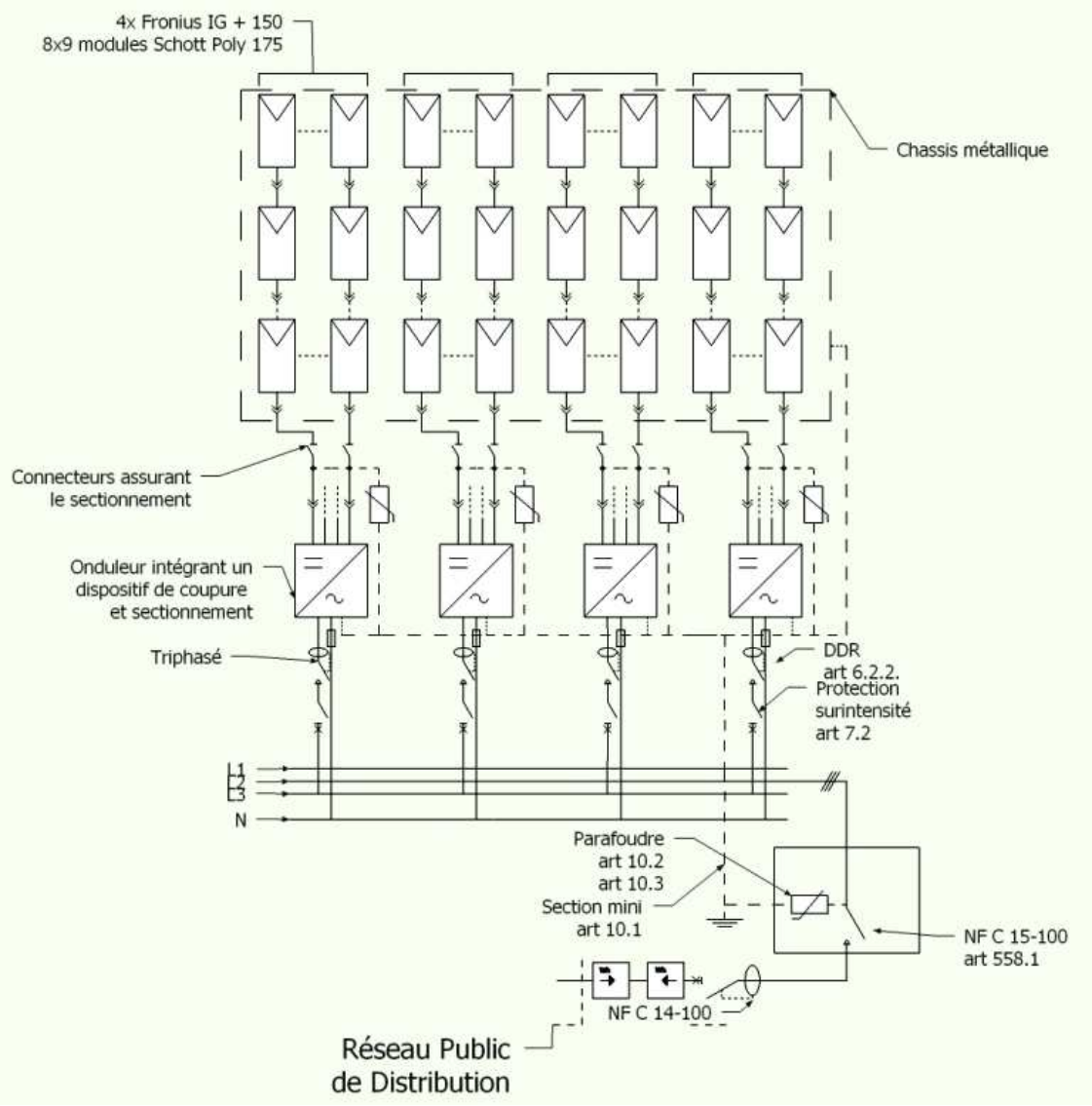
Fabricants ou distributeur de solution de rails gouttière permettant l'intégration au bâti :
http://www.mecosun.fr/pag/structure.htm
http://www.schueco.com/web/fr/particuliers/produits/systemes_solaires/produits/types_de_montage
http://www.conergy.fr/desktopdefault.aspx/tabid-1243/1795_read-6982/

Fabricants bacs acier intégrant des cellules photovoltaïques :
Arsolar, distribué par www.tenesol.com
Metenergy, fabricant Metecno, integrant un isolant
http://www.metecno.com/fra/Product/roof/Contemporary/Metenergy/Metenergy.htm
Corus, produit Kalzip sur des bacs aluminium www.kalzip.com

Fabricants d'onduleurs :
Fronius
http://www.fronius.com/cps/rde/xchg/SID-38DDA8C9-FEAB3A36/fronius_international/hs.xsl/83_ENG_HTML.htm
SMA
http://www.sma-france.com/

Annexe 3 : CCTP sommaire

Schéma unifilaire (avec Schott Poly 175) :



Eléments de cahier des charges spécifique à la partie AC :

- norme NFC 14-100 et 15-100, Guide UTE C15-712 ;
- les câbles AC de liaison entre l'onduleur et le tableau de livraison seront vérifiés afin de ne pas provoquer de chute de tension totale > 1% (estimation de longueur entre les onduleurs et le TGBT + point de livraison à 50 mètres) ;
- TGBT, incluant un disjoncteur général et un organe de sectionnement à coupure certaine verrouillable en position « ouvert » seront installés au point de livraison du réseau. Une étiquette signalera également « Centrale photovoltaïque – Coupure générale ». Une seconde indiquera au niveau du sectionneur « Sectionneur général, ne pas ouvrir en charge ». Ces deux dispositifs pourront être remplacés par un interrupteur sectionneur.

Modules photovoltaïques amorphes ou couches minces :

Eléments de cahier des charges spécifique aux modules :

- Ils devront satisfaire la norme NF CEI 61646, Protection Electrique Classe 2 ;
- Boitier de connexion IP54 ou plus ;
- Ils devront intégrer des diodes by-pass ;
- La garantie constructeur proposée devra être au minimum de 2 ans, 10 ans pour 90% de la puissance, 25 ans pour 80% ;
- Avant le démarrage des travaux, les modules seront groupés par groupe de puissance similaire selon les données unitaires fournies par le fournisseur de module. Chaque groupe sera caractérisé par la puissance crête la plus basse des modules le constituant ;
- Un onduleur recevra des groupes de puissance crête caractéristique la plus proche possible ;
- Il sera pris toutes les mesures nécessaires afin de garantir l'absence de couple électrolytique entre les modules et les systèmes de fixation ou autres composants du système ;
- Cheminement des câbles des modules en face arrière le long des fixations. Ces câbles ne devront pas être apparents depuis le sol et être fixés par des colliers afin d'éviter tout mouvement intempestif menaçant la longévité du système.

Onduleurs :

Eléments de cahier des charges spécifique à l'installation des onduleurs :

- Ils devront satisfaire les normes CEI 61727 interface réseau, VDE 0126-1-1 découplage réseau, ou « directive sur le branchement et fonctionnement parallèle d'installations auto-productrices d'électricité sur le réseau BT » de la VDEW, 61000-3-2 harmoniques, 61000-6-2 et 3 CEM et 2004/108/CE, marquage CE selon 93/68/CEE, EN50178 sécurité ;
- Optimisation de la distance onduleurs / modules afin de limiter les pertes en ligne en courant continu (<1%) ;
- Garantie constructeur de 5 ans. L'extension a 10 ans est à chiffrer en option ;
- Préciser la topologie (Transformateur BF / HF).

Câblages et connexions :

Eléments de cahier des charges spécifique au câblage :

- Dimensionné pour une température sur l'âme de 90°C minimum en régime permanent ;
- Norme NFC 15-100 pour dimensionner les câbles ;
- Norme CEI 60364 pour la protection contre les surcharges avec ou sans fusible ;
- Câbles souples unipolaires double isolation (classe 2), type C2 non propagateur de flamme ;
- Diamètre calculé pour garantir une chute de tension inférieure à 1% entre le champ de module et l'onduleur ;
- Flexibles, stables aux UV ;
- Compatibles avec la connectique rapide des modules et des onduleurs.

Cheminement :

- en extérieur sous chemin de câbles fermés ou tubes appropriés, distincts de ceux des circuits alternatifs ;
- repère « Danger conducteurs actifs sous tension » à intervalles réguliers (3m) sur les parties accessibles ;
- Coefficient de sécurité en tension de circuit ouvert : 1,15 ;
- Coefficient de sécurité en Courant de Court-circuit : 1,25.

Connecteurs DC :

Un seul type de connecteur DC sera utilisé dans le générateur. Il devra y avoir cohérence entre les connecteurs éventuellement montés en série sur les capteurs et sur les onduleurs.

Eléments de cahier des charges spécifique aux connecteurs :

- Dimensionnés pour des valeurs de tension et courant supérieures aux câbles entrants ;
- Connecteurs débrochables classe 2, spécifiés DC ;
- Pas de contact direct possible, et > IP54.

Interrupteurs DC :

Pour chacun des onduleurs, il sera mis en place un sectionneur DC en amont afin d'isoler le champ PV concerné dans son ensemble. Ce peut-être une fonction intégrée à l'onduleur.

Eléments de cahier des charges spécifique aux interrupteurs DC :

- Coefficient de sécurité en tension de circuit ouvert : 1,15 ;
- Coefficient de sécurité en Courant de Court-circuit : 1,25 ;
- Étiquetage « Interrupteur / Sectionneur champ PV N° » avec le numéro de l'onduleur concerné et les positions Ouvert / Fermé ;
- Etiquette extérieure « Danger conducteurs actifs sous tension ».

Mise à la terre et protection foudre :

A priori, une protection contre la foudre de type 2 est demandée.

- Interconnexion des masses et mise à la terre ;
- Protection par varistances ou éclateur à gaz et varistances associées montées en étoile avec capacité d'écoulement Imax > 40 kA sur les liaisons courant continu ;
- Protection étagée sur réseau aérien alternatif possédant une capacité d'écoulement Iimp > 35 kA (10/350µs) ;
- Parafoudres multipolaires (potentiel flottant) côté DC, Un = 1.4 Tension circuit ouvert, Up en KV selon la tenue aux chocs des équipements, In en kA en onde (8/20 µs) ;
- Parafoudres avec signalisation et déconnexion thermique intégrée pour éviter tout problème de vieillissement ;
- Parafoudres selon guide UTE 15-443 et norme NFEN 61643-11 pour la partie AC.
- Blindage des câbles sensibles.

Ce point sera à vérifier avec un bureau de contrôle, car une installation sur un bâtiment métallique de grande surface, sans paratonnerre, peut nécessiter de passer en type 1.

L'interconnexion des masses est indispensable. L'ensemble des masses métalliques des équipements du générateur (y compris les cadres des modules, les structures de support….) doit être connecté à un réseau de terre unique.

- Les structures support et les cadres des modules seront reliées avec une tresse de masse ou câble 16mm² minimum ;
- L'interconnexion du générateur PV et des autres équipements peut se faire par les conducteur de protection vert / jaune (16mm² minimum) ou un cuivre de 16mm² minimum limitant également la surface de boucle ;
- Les structures métalliques conductrices seront mises à la terre ;
- Pour les équipements électroniques, par un conducteur 10mm² minimum à la barre d'équipotentialité distante de moins de 2 mètres.

Eléments de fixation :

Eléments de cahier des charges spécifique aux fixations :

- Dimensionnés selon la norme Neige et Vent NV65 modifiée 99 et Eurocode NC1-4. Une note de calcul sera produite montrant la conformité à ces normes ;
- Matériaux résistants à la corrosion type aluminium ou acier inoxydable ;
- Situation vis-à-vis d'un Avis Technique CSTB à préciser ;
- La couverture est demandée en bacs acier neufs à intégrer au chiffrage (bacs acier standards ou faisant parti d'un système d'intégration). Préciser l'épaisseur, le traitement anti corrosion, le recouvrement entre les tôles, la présence ou non d'un feutre anti condensation ;
- Suppression des couples électrolytiques éventuels.

Documentation / Signalisation :

Le local contenant les onduleurs et celui contenant le comptage EDF devront présenter au minimum, sous plastique :

- schéma électrique du système PV ;
- repérage sur plans d'implantation des différents composants, boites de jonction, séries des modules et liaisons ;
- instructions de fonctionnement des appareils électroniques ;
- instructions de maintenance des appareils électroniques, modules, boite de jonction, fixations, parafoudres… ;
- description de la procédure d'intervention sur le système (sectionnement, disjoncteur et consignes de sécurité) ;
- Avertissements de sécurité sur les parties accessibles en conformité avec les normes et guide en vigueur.

Annexe 4 : Etudes de productible

Hypothèse 1 : Schott Poly 175 toiture Sud

PVSYST V4.33		25/04/09	Page 1/3

Grid-Connected System: Simulation parameters

Project :	**Sydec_serres gaston**			
Geographical Site	**Pau**		**Country**	**France**
Situation	Latitude	43.2°N	Longitude	0.2°W
Time defined as	Legal Time	Time zone UT+1	Altitude	189 m
	Albedo	0.20		
Meteo data :	Pau , synthetic hourly data			

Simulation variant :	**Simulation variant**	
	Simulation date	25/04/09 17h14

Simulation parameters

Collector Plane Orientation	Tilt	14°	Azimuth	-15°
Horizon	Free Horizon			
Near Shadings	No Shadings			

PV Array Characteristics

PV module Si-poly	Model	**POLY TM 175**		
	Manufacturer	Schott		
Number of PV modules	In series	9 modules	In parallel	32 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	288	Unit Nom. Power	175 Wp
Array global power	Nominal (STC)	**50 kWp**	At operating cond.	46 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	288 V	I mpp	159 A
Total area	Module area	**378 m²**		

PV Array loss factors

Heat Loss Factor	ko (const)	29.0 W/m²K	kv (wind)	0.0 W/m²K / m/s
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (800 W/m², Tamb=20°C, wind 1 m/s)			NOCT	45 °C
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	59.7 mOhm	Loss Fraction	3.0 % at STC
Serie Diode Loss	Voltage Drop	0.7 V	Loss Fraction	0.2 % at STC
Module Quality Loss			Loss Fraction	3.0 %
Module Mismatch Losses			Loss Fraction	2.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM =	1-bo (1/cos i - 1)	bo Parameter	0.05

System Parameter	System type	**Grid-Connected System**		
Inverter	Model	**IG Plus 150**		
	Manufacturer	Fronius		
Inverter Characteristics	Operating Voltage	230-500 V	Unit Nom. Power	12 kW AC
Inverter pack	Number of Inverter	4 units	Total Power	48 kW AC

User's needs : Unlimited load (grid)

Grid-Connected System: Main results

Project : **Sydec_serres gaston**

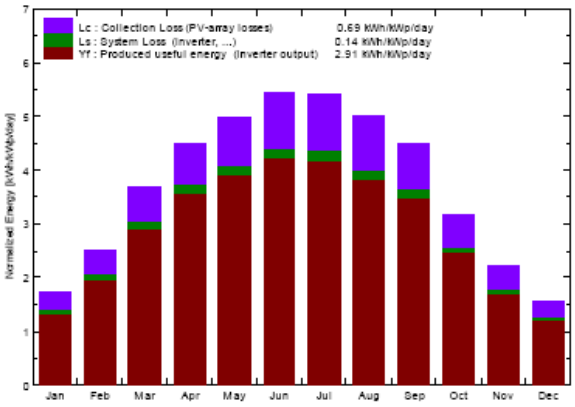
Simulation variant : **Simulation variant**

Main system parameters	System type	**Grid-Connected**		
PV Field Orientation	tilt	14°	azimuth	-15°
PV modules	Model	POLY TM 175	Pnom	175 Wp
PV Array	Nb. of modules	288	Pnom total	**50 kWp**
Inverter	Model	IG Plus 150	Pnom	12 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	4	Pnom total	**48 kW ac**
User's needs	Unlimited load (grid)			

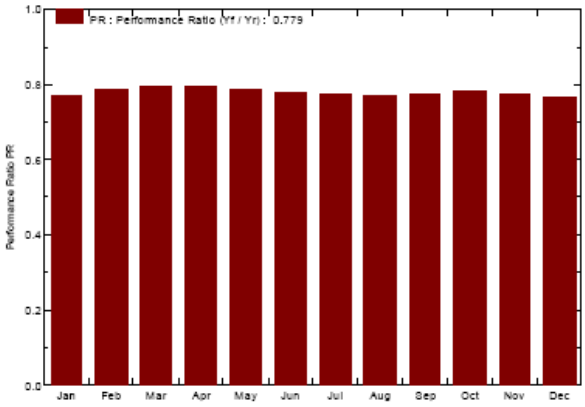
Main simulation results

System Production	**Produced Energy**	**53.5 MWh/year**	Specific	1062 kWh/kWp/year
	Performance Ratio PR	77.9 %		

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 50 kWp


Lc : Collection Loss (PV-array losses) 0.69 kWh/kWp/day
Ls : System Loss (inverter, ...) 0.14 kWh/kWp/day
Yf : Produced useful energy (inverter output) 2.91 kWh/kWp/day
Normalized Energy [kWh/kWp/day]
Jan Feb Mar Apr May Jun Jul Aug Sep Oct Nov Dec

Performance Ratio PR



Simulation variant

Balances and main results

	GlobHor kWh/m²	T Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	EOutInv kWh	EffArrR %	EffSysR %
January	44.0	5.50	54.0	51.5	2209	2099	10.82	10.28
February	60.0	6.30	70.2	67.2	2919	2781	11.00	10.48
March	103.0	9.60	113.9	109.5	4775	4559	11.09	10.59
April	128.0	11.60	135.2	130.5	5664	5412	11.08	10.59
May	152.0	14.60	154.6	149.5	6414	6125	10.98	10.48
June	163.0	17.90	163.2	157.7	6685	6391	10.84	10.36
July	167.0	19.60	168.2	162.5	6841	6539	10.76	10.29
August	148.0	19.60	155.0	149.8	6281	5998	10.72	10.24
September	123.0	17.90	135.2	130.5	5518	5272	10.80	10.32
October	83.0	13.20	98.1	94.1	4041	3857	10.90	10.40
November	53.0	9.10	66.6	63.7	2732	2602	10.85	10.33
December	39.0	6.30	48.6	46.3	1975	1874	10.75	10.20
Year	1263.0	12.63	1362.9	1312.8	56054	53510	10.88	10.39

Legends:
- GlobHor — Horizontal global irradiation
- T Amb — Ambient Temperature
- GlobInc — Global incident in coll. plane
- GlobEff — Effective Global, corr. for IAM and shadings
- EArray — Effective energy at the output of the array
- EOutInv — Available Energy at Inverter Output
- EffArrR — Effic. Eout array / rough area
- EffSysR — Effic. Eout system / rough area

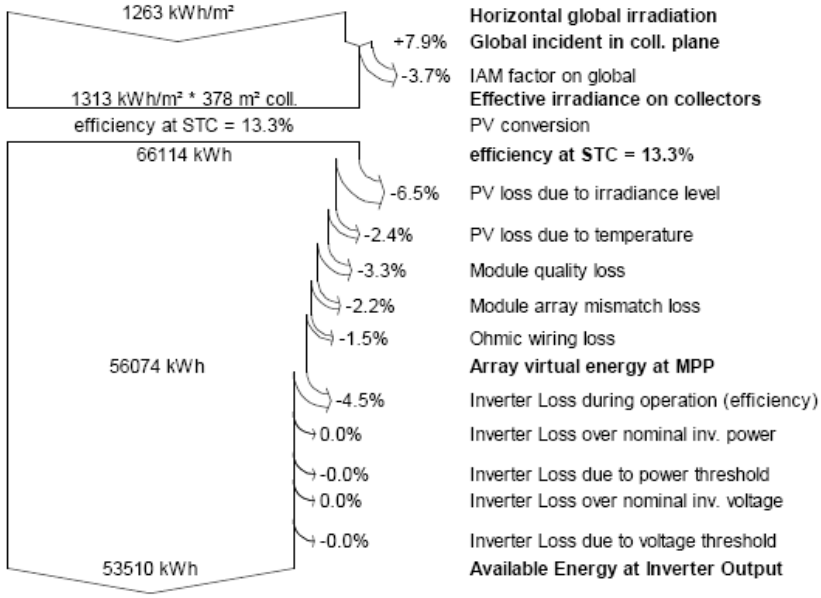
Grid-Connected System: Loss diagram

Project : **Sydec_serres gaston**

Simulation variant : **Simulation variant**

Main system parameters	System type	**Grid-Connected**		
PV Field Orientation	tilt	14°	azimuth	-15°
PV modules	Model	POLY TM 175	Pnom	175 Wp
PV Array	Nb. of modules	288	Pnom total	**50 kWp**
Inverter	Model	IG Plus 150	Pnom	12 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	4	Pnom total	**48 kW ac**
User's needs	Unlimited load (grid)			

Loss diagram over the whole year



Hypothèse 1 bis : Schott Poly 175 petite toiture

PVSYST V4.33		25/04/09	Page 1/4

Grid-Connected System: Simulation parameters

Project :	**Sydec_serres gaston**			
Geographical Site	**Pau**		**Country**	**France**
Situation	Latitude	43.2°N	Longitude	0.2°W
Time defined as	Legal Time	Time zone UT+1	Altitude	189 m
	Albedo	0.20		
Meteo data :	Pau , synthetic hourly data			

Simulation variant :	**Simulation variant**	
	Simulation date	25/04/09 17h18

Simulation parameters

Collector Plane Orientation	Tilt	14°	Azimuth	-15°
Horizon	Free Horizon			
Near Shadings	according to module			

PV Array Characteristics

PV module Si-poly	Model	**POLY TM 175**		
	Manufacturer	Schott		
Number of PV modules	In series	6 modules	In parallel	2 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	12	Unit Nom. Power	175 Wp
Array global power	Nominal (STC)	**2.10 kWp**	At operating cond.	1.90 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	192 V	I mpp	10 A
Total area	Module area	**15.7 m²**		

PV Array loss factors

Heat Loss Factor	ko (const)	29.0 W/m²K	kv (wind)	0.0 W/m²K / m/s
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (800 W/m², Tamb=20°C,	wind 1 m/s)		NOCT	45 °C
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	650.6 mOhm	Loss Fraction	3.1 % at STC
Serie Diode Loss	Voltage Drop	0.7 V	Loss Fraction	0.3 % at STC
Module Quality Loss			Loss Fraction	3.0 %
Module Mismatch Losses			Loss Fraction	2.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM =	1-bo (1/cos i - 1)	bo Parameter	0.05

System Parameter	System type	**Grid-Connected System**		
Inverter	Model	**IG 20 EI**		
	Manufacturer	Fronius		
Inverter Characteristics	Operating Voltage	150-400 V	Unit Nom. Power	1.8 kW AC
User's needs :	Unlimited load (grid)			

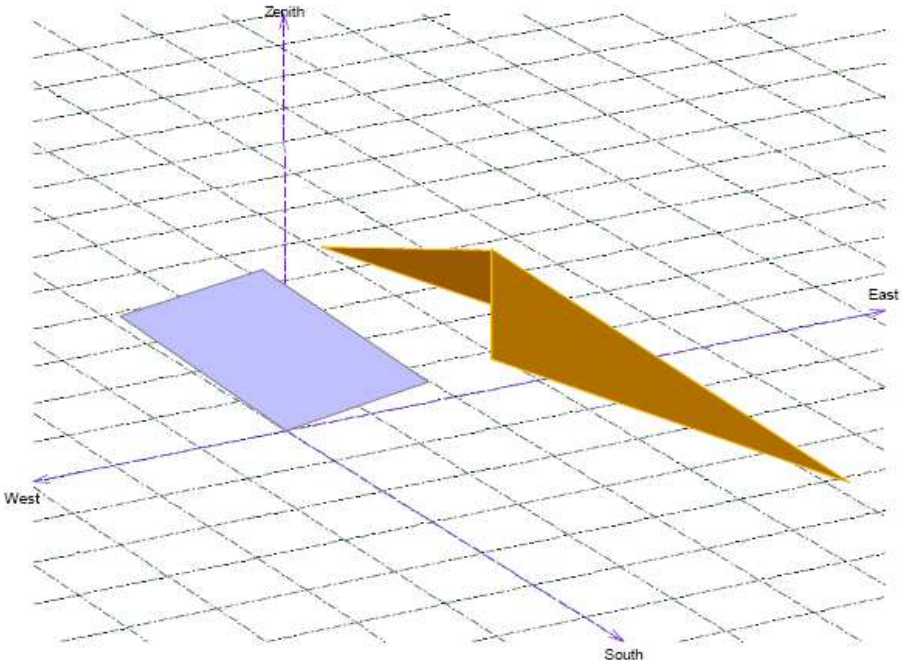
Grid-Connected System: Near shading definition

Project : **Sydec_serres gaston**

Simulation variant : **Simulation variant**

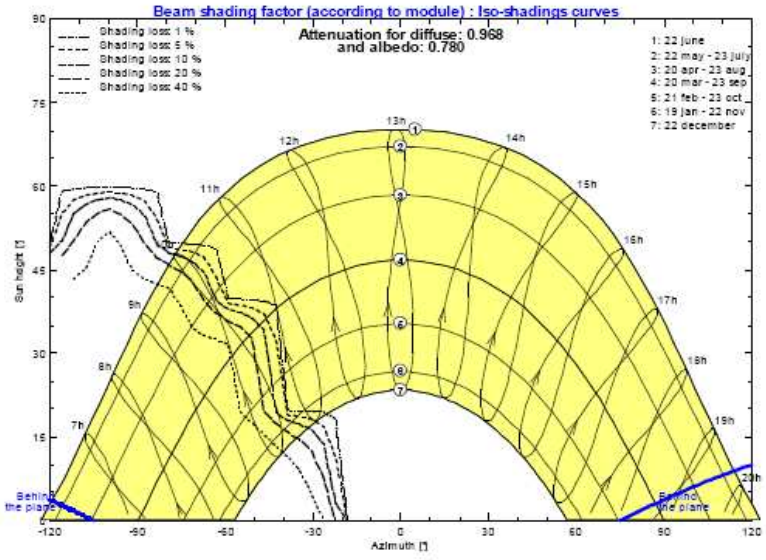
Main system parameters	System type	**Grid-Connected**		
Near Shadings	according to module			
PV Field Orientation	tilt	14°	azimuth	-15°
PV modules	Model	POLY TM 175	Pnom	175 Wp
PV Array	Nb. of modules	12	Pnom total	**2.10 kWp**
Inverter	Model	IG 20 EI	Pnom	1.80 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Sydec_serres gaston: Sydec Serres Gaston


Beam shading factor (according to module) : Iso-shadings curves
Attenuation for diffuse: 0.968
and albedo: 0.780
Shading loss: 1 %
Shading loss: 5 %
Shading loss: 10 %
Shading loss: 20 %
Shading loss: 40 %
1: 22 june
2: 22 may - 23 july
3: 20 apr - 23 aug
4: 20 mar - 23 sep
5: 21 feb - 23 oct
6: 19 jan - 22 nov
7: 22 december
Sun height [°]
Azimuth [°]
Behind the plane
Beyond the plane

Grid-Connected System: Main results

Project : **Sydec_serres gaston**

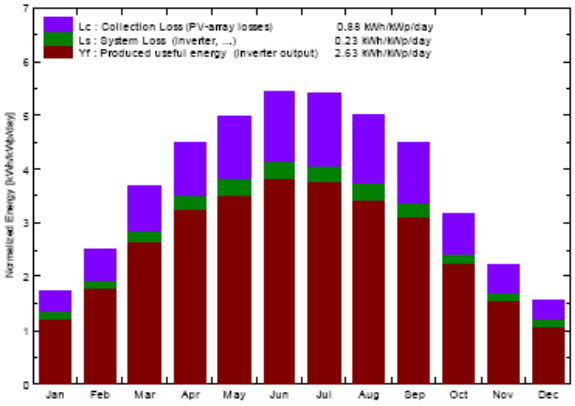
Simulation variant : **Simulation variant**

Main system parameters	System type	**Grid-Connected**		
Near Shadings	according to module			
PV Field Orientation	tilt	14°	azimuth	-15°
PV modules	Model	POLY TM 175	Pnom	175 Wp
PV Array	Nb. of modules	12	Pnom total	**2.10 kWp**
Inverter	Model	IG 20 El	Pnom	1.80 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

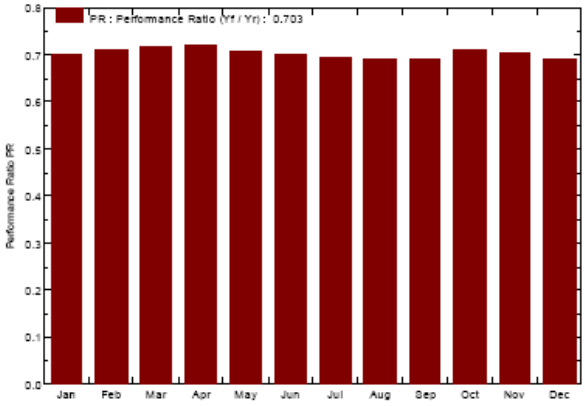
Main simulation results

System Production — **Produced Energy** **2012 kWh/year** Specific 958 kWh/kWp/year
Performance Ratio PR 70.3 %

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 2.10 kWp


Lc : Collection Loss (PV-array losses) 0.88 kWh/kWp/day
Ls : System Loss (inverter, ...) 0.23 kWh/kWp/day
Yf : Produced useful energy (inverter output) 2.63 kWh/kWp/day
Normalized Energy [kWh/kWp/day]
Jan Feb Mar Apr May Jun Jul Aug Sep Oct Nov Dec

Performance Ratio PR



Simulation variant

Balances and main results

	GlobHor kWh/m²	T Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	EOutInv kWh	EffArrR %	EffSysR %
January	44.0	5.50	54.0	49.6	88.0	79.5	10.34	9.34
February	60.0	6.30	70.2	63.8	114.8	104.9	10.39	9.49
March	103.0	9.60	113.9	103.1	186.1	171.4	10.38	9.56
April	128.0	11.60	135.2	123.3	221.7	204.8	10.41	9.62
May	152.0	14.60	154.6	140.1	248.9	229.6	10.22	9.43
June	163.0	17.90	163.2	148.4	260.5	241.0	10.14	9.38
July	167.0	19.60	168.2	152.3	265.5	245.5	10.03	9.27
August	148.0	19.60	155.0	140.1	243.1	224.6	9.96	9.20
September	123.0	17.90	135.2	121.3	212.2	196.1	9.97	9.21
October	83.0	13.20	98.1	89.2	158.8	146.0	10.28	9.45
November	53.0	9.10	66.6	60.9	108.3	98.7	10.32	9.41
December	39.0	6.30	48.6	44.4	78.4	70.5	10.24	9.21
Year	1263.0	12.63	1362.9	1236.6	2186.2	2012.5	10.19	9.38

Legends:
GlobHor Horizontal global irradiation
T Amb Ambient Temperature
GlobInc Global incident in coll. plane
GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
EArray Effective energy at the output of the array
EOutInv Available Energy at Inverter Output
EffArrR Effic. Eout array / rough area
EffSysR Effic. Eout system / rough area

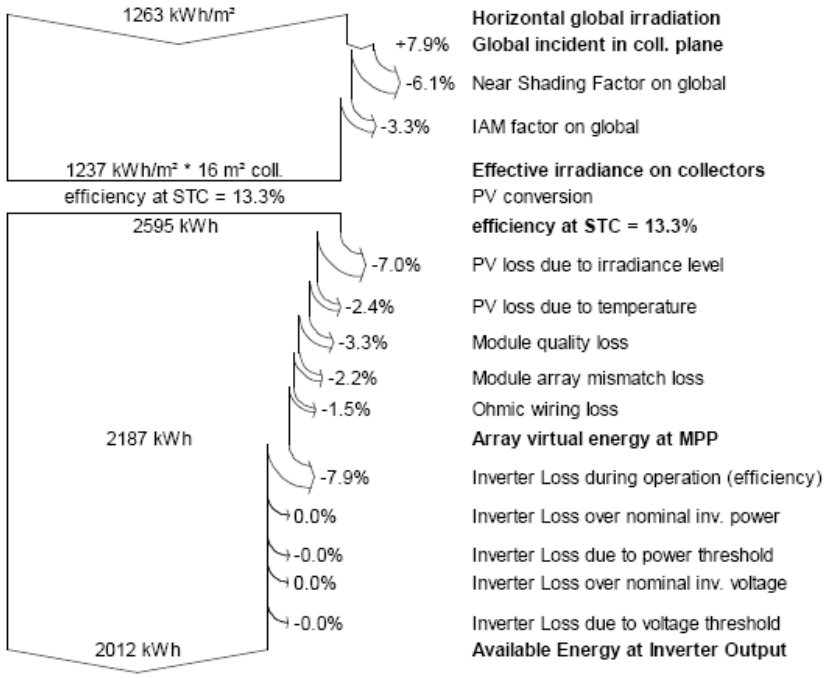
Grid-Connected System: Loss diagram

Project : **Sydec_serres gaston**

Simulation variant : **Simulation variant**

Main system parameters	System type	**Grid-Connected**		
Near Shadings	according to module			
PV Field Orientation	tilt	14°	azimuth	-15°
PV modules	Model	POLY TM 175	Pnom	175 Wp
PV Array	Nb. of modules	12	Pnom total	**2.10 kWp**
Inverter	Model	IG 20 El	Pnom	1.80 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

Loss diagram over the whole year



Hypothèse 2 : Uni-Solar PVL 136 toiture Sud

PVSYST V4.33		25/04/09	Page 1/3

Grid-Connected System: Simulation parameters

Project :	**Sydec_serres gaston**				
Geographical Site	**Pau**		**Country**	**France**	
Situation	Latitude	43.2°N	Longitude	0.2°W	
Time defined as	Legal Time	Time zone UT+1	Altitude	189 m	
	Albedo	0.20			
Meteo data :	Pau , synthetic hourly data				

Simulation variant :	**Simulation variant**				
	Simulation date	25/04/09 17h30			

Simulation parameters

Collector Plane Orientation		Tilt	14°	Azimuth	-15°
Horizon		Free Horizon			
Near Shadings		No Shadings			

PV Array Characteristics

PV module	a-Si:H tripple	Model	**PVL-136**		
		Manufacturer	Uni-Solar		
Number of PV modules		In series	10 modules	In parallel	12 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	120	Unit Nom. Power	136 Wp
Array global power		Nominal (STC)	**16 kWp**	At operating cond.	15 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	317 V	I mpp	49 A
Total area		Module area	**259 m²**	Cell area	225 m²

PV Array loss factors

Heat Loss Factor	ko (const)	29.0 W/m²K	kv (wind)	0.0 W/m²K / m/s
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (800 W/m², Tamb=20°C,	wind 1 m/s)		NOCT	45 °C
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	219.6 mOhm	Loss Fraction	2.9 % at STC
Serie Diode Loss	Voltage Drop	0.7 V	Loss Fraction	0.2 % at STC
Module Quality Loss			Loss Fraction	3.0 %
Module Mismatch Losses			Loss Fraction	2.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM =	1-bo (1/cos i - 1)	bo Parameter	0.05

System Parameter		System type	**Grid-Connected System**		
Inverter		Model	**IG Plus 70-2**		
		Manufacturer	Fronius		
Inverter Characteristics		Operating Voltage	230-500 V	Unit Nom. Power	7 kW AC
Inverter pack		Number of Inverter	2 units	Total Power	13 kW AC
User's needs :	Unlimited load (grid)				

Grid-Connected System: Main results

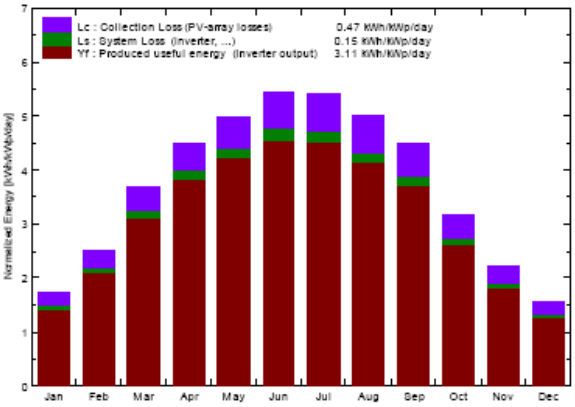
Project : **Sydec_serres gaston**

Simulation variant : **Simulation variant**

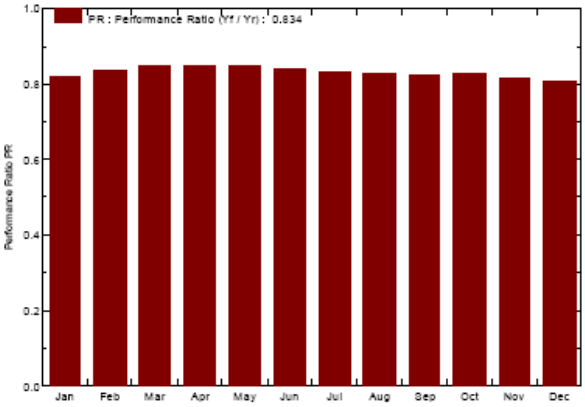
Main system parameters				
	System type	**Grid-Connected**		
PV Field Orientation	tilt	14°	azimuth	-15°
PV modules	Model	PVL-136	Pnom	136 Wp
PV Array	Nb. of modules	120	Pnom total	**16 kWp**
Inverter	Model	IG Plus 70-2	Pnom	6.5 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	2	Pnom total	**13 kW ac**
User's needs	Unlimited load (grid)			

Main simulation results				
System Production	**Produced Energy**	**18.55 MWh/year**	Specific	1136 kWh/kWp/year
	Performance Ratio PR	83.4 %		

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 16 kWp


Lc : Collection Loss (PV-array losses) 0.47 kWh/kWp/day
Ls : System Loss (inverter, ...) 0.15 kWh/kWp/day
Yf : Produced useful energy (inverter output) 3.11 kWh/kWp/day
Normalized Energy [kWh/kWp/day]
Jan Feb Mar Apr May Jun Jul Aug Sep Oct Nov Dec

Performance Ratio PR



Simulation variant

Balances and main results

	GlobHor kWh/m²	T Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	EOutInv kWh	EffArrR %	EffSysR %
January	44.0	5.50	54.0	51.5	758	721	5.41	5.14
February	60.0	6.30	70.2	67.2	1005	958	5.52	5.26
March	103.0	9.60	113.9	109.5	1649	1574	5.58	5.33
April	128.0	11.60	135.2	130.5	1960	1872	5.59	5.34
May	152.0	14.60	154.6	149.5	2237	2136	5.58	5.33
June	163.0	17.90	163.2	157.7	2340	2235	5.53	5.28
July	167.0	19.60	168.2	162.5	2395	2288	5.49	5.25
August	148.0	19.60	155.0	149.8	2192	2092	5.45	5.20
September	123.0	17.90	135.2	130.5	1904	1819	5.43	5.19
October	83.0	13.20	98.1	94.1	1385	1322	5.44	5.19
November	53.0	9.10	66.6	63.7	930	886	5.38	5.13
December	39.0	6.30	48.6	46.3	675	642	5.36	5.09
Year	1263.0	12.63	1362.9	1312.8	19431	18545	5.50	5.25

Legends:				
GlobHor	Horizontal global irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
T Amb	Ambient Temperature	EOutInv	Available Energy at Inverter Output
GlobInc	Global incident in coll. plane	EffArrR	Effic. Eout array / rough area
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	EffSysR	Effic. Eout system / rough area

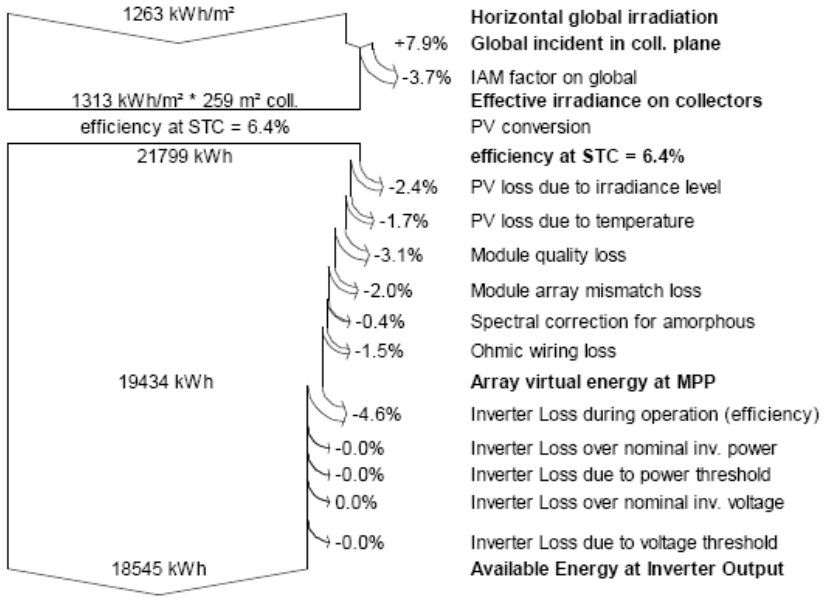
Grid-Connected System: Loss diagram

Project : **Sydec_serres gaston**

Simulation variant : **Simulation variant**

Main system parameters	System type	**Grid-Connected**		
PV Field Orientation	tilt	14°	azimuth	-15°
PV modules	Model	PVL-136	Pnom	136 Wp
PV Array	Nb. of modules	120	Pnom total	**16 kWp**
Inverter	Model	IG Plus 70-2	Pnom	6.5 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	2	Pnom total	**13 kW ac**
User's needs	Unlimited load (grid)			

Loss diagram over the whole year



Hypothèse 2bis : Uni-Solar PVL 136 toiture Nord

PVSYST V4.33		25/04/09	Page 1/3

Grid-Connected System: Simulation parameters

Project :	**Sydec_serres gaston**				
Geographical Site	**Pau**			**Country**	**France**
Situation		Latitude	43.2°N	Longitude	0.2°W
Time defined as		Legal Time	Time zone UT+1	Altitude	189 m
		Albedo	0.20		
Meteo data :	Pau , synthetic hourly data				

Simulation variant :	**Simulation variant**				
		Simulation date	25/04/09 17h32		

Simulation parameters

Collector Plane Orientation		Tilt	14°	Azimuth	165°
Horizon	Free Horizon				
Near Shadings	No Shadings				

PV Array Characteristics

PV module	a-Si:H tripple	Model	**PVL-136**		
		Manufacturer	Uni-Solar		
Number of PV modules		In series	10 modules	In parallel	12 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	120	Unit Nom. Power	136 Wp
Array global power		Nominal (STC)	**16 kWp**	At operating cond.	15 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	317 V	I mpp	49 A
Total area		Module area	**259 m²**	Cell area	225 m²

PV Array loss factors

Heat Loss Factor	ko (const)	29.0 W/m²K	kv (wind)	0.0 W/m²K / m/s
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (800 W/m², Tamb=20°C, wind 1 m/s)			NOCT	45 °C
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	226.5 mOhm	Loss Fraction	3.0 % at STC
Serie Diode Loss	Voltage Drop	0.7 V	Loss Fraction	0.2 % at STC
Module Quality Loss			Loss Fraction	3.0 %
Module Mismatch Losses			Loss Fraction	2.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM =	1-bo (1/cos i - 1)	bo Parameter	0.05

System Parameter		System type	**Grid-Connected System**		
Inverter		Model	**IG Plus 70-2**		
		Manufacturer	Fronius		
Inverter Characteristics		Operating Voltage	230-500 V	Unit Nom. Power	7 kW AC
Inverter pack		Number of Inverter	2 units	Total Power	13 kW AC
User's needs :	Unlimited load (grid)				

Grid-Connected System: Main results

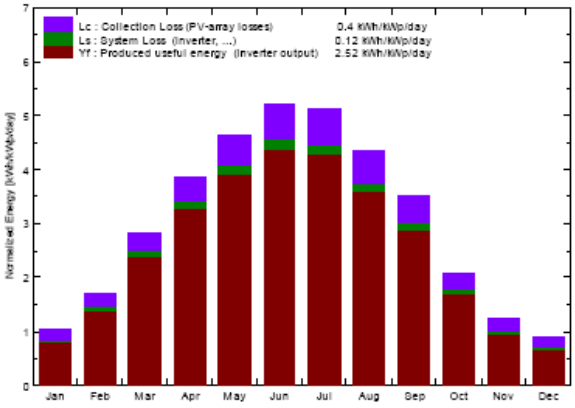
Project : **Sydec_serres gaston**

Simulation variant : **Simulation variant**

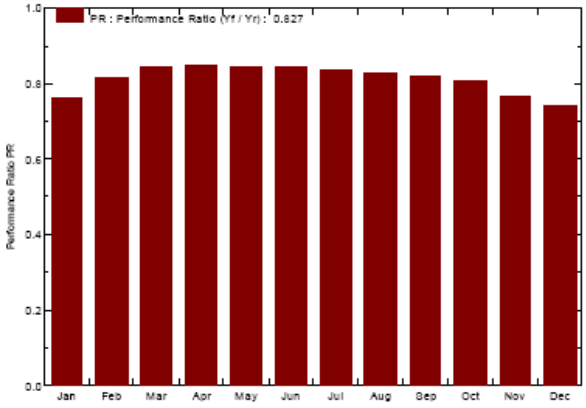
Main system parameters				
System type		**Grid-Connected**		
PV Field Orientation	tilt	14°	azimuth	165°
PV modules	Model	PVL-136	Pnom	136 Wp
PV Array	Nb. of modules	120	Pnom total	**16 kWp**
Inverter	Model	IG Plus 70-2	Pnom	6.5 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	2	Pnom total	**13 kW ac**
User's needs	Unlimited load (grid)			

Main simulation results				
System Production	**Produced Energy**	**15.03 MWh/year**	Specific	921 kWh/kWp/year
	Performance Ratio PR	82.7 %		

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 16 kWp


Lc : Collection Loss (PV-array losses) 0.4 kWh/kWp/day
Ls : System Loss (inverter, ...) 0.12 kWh/kWp/day
Yf : Produced useful energy (inverter output) 2.52 kWh/kWp/day
Normalized Energy (kWh/kWp/day)
Jan Feb Mar Apr May Jun Jul Aug Sep Oct Nov Dec

Performance Ratio PR



Simulation variant

Balances and main results

	GlobHor kWh/m²	T Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	EOutInv kWh	EffArrR %	EffSysR %
January	44.0	5.50	32.5	29.5	430	404	5.10	4.80
February	60.0	6.30	47.7	44.2	669	634	5.41	5.13
March	103.0	9.60	88.1	83.0	1268	1210	5.55	5.30
April	128.0	11.60	115.7	110.3	1673	1599	5.58	5.33
May	152.0	14.60	143.3	137.6	2069	1977	5.57	5.32
June	163.0	17.90	156.2	150.4	2239	2141	5.53	5.28
July	167.0	19.60	159.0	153.0	2265	2166	5.49	5.25
August	148.0	19.60	134.8	128.8	1903	1818	5.44	5.20
September	123.0	17.90	105.5	99.9	1481	1415	5.41	5.17
October	83.0	13.20	64.5	59.6	895	851	5.35	5.08
November	53.0	9.10	37.6	34.0	498	470	5.11	4.82
December	39.0	6.30	28.2	25.5	363	341	4.97	4.66
Year	1263.0	12.63	1113.2	1055.9	15755	15026	5.46	5.20

Legends:
GlobHor Horizontal global irradiation
T Amb Ambient Temperature
GlobInc Global incident in coll. plane
GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
EArray Effective energy at the output of the array
EOutInv Available Energy at Inverter Output
EffArrR Effic. Eout array / rough area
EffSysR Effic. Eout system / rough area

PVSYST V4.33		25/04/09	Page 3/3

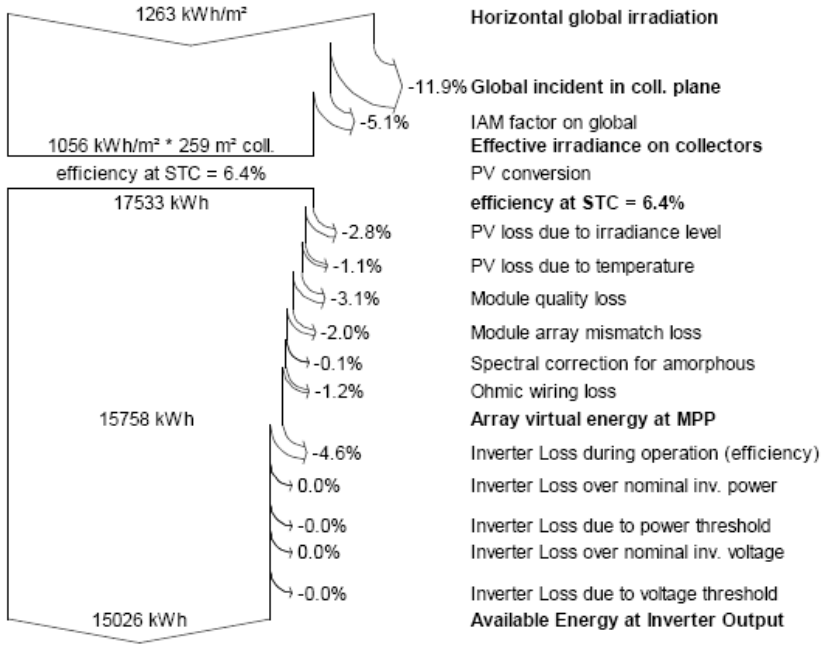
Grid-Connected System: Loss diagram

Project : **Sydec_serres gaston**

Simulation variant : **Simulation variant**

Main system parameters	System type	**Grid-Connected**		
PV Field Orientation	tilt	14°	azimuth	165°
PV modules	Model	PVL-136	Pnom	136 Wp
PV Array	Nb. of modules	120	Pnom total	**16 kWp**
Inverter	Model	IG Plus 70-2	Pnom	6.5 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	2	Pnom total	**13 kW ac**
User's needs	Unlimited load (grid)			

Loss diagram over the whole year



SOL ARCADIA
6, rue Lionel Terray
92506 Rueil-Malmaison
Email : info@sol-arcadia.com
www.sol-arcadia.com

Annexe 5 : Plan d'Affaires détaillé

Hypothèse 1 : solution de type Schott Poly 175

Paramètres	Scénario de base
Coût global hors raccordement EDF	252 000
soit (en €/wc)	***5,00***
raccordement EDF	1 500
Total	253 500
Tarif d'achat (€/kWh)	0,60176 €
durée amort.	20
Coût total système €HT/Wc	5,03
Puissance (kWc)	50,40
Productible moyen (kWh/kW/an)	*1 060*
indexation (yc perte 0,4%)	1,40%
Montant Prêt	253 500
Taux prêt	4,50%
Durée Prêt	15
mise de fonds	- €

trésorerie générée en 20 ans (hors placement)	296 745 €
TRI des fonds investis	
part FP	0,0%
DSCR (ratio de couverture de la dette)	1,31
VAN à 8%	99 744 €

Année	Vente d'énergie	charges d'exploitation (25€/Kwc) et remplacement matériel	annuité	intérêt	assurance	auto conso courant	CRD	flux tréso annuelle	tréso cumulée
0							253 500		
1	32 148	*-1 260*	-23 604	-11 408	-1 008	-500	241 303	5 776	5 776
2	32 599	*-1 285*	-23 604	-10 859	-1 022	-507	228 557	6 180	11 956
3	33 055	*-1 311*	-23 604	-10 285	-1 036	-514	215 238	6 589	18 545
4	33 518	*-1 337*	-23 604	-9 686	-1 051	-521	201 320	7 004	25 549
5	33 987	*-1 364*	-23 604	-9 059	-1 066	-529	186 775	7 424	32 973
6	34 463	*-1 391*	-23 604	-8 405	-1 081	-536	171 575	7 851	40 824
7	34 945	*-1 419*	-23 604	-7 721	-1 096	-543	155 692	8 283	49 107
8	35 434	*-1 447*	-23 604	-7 006	-1 111	-551	139 093	8 721	57 827
9	35 931	*-1 476*	-23 604	-6 259	-1 127	-559	121 748	9 164	66 992
10	36 434	*-1 506*	-23 604	-5 479	-1 142	-567	103 623	9 614	76 606
11	36 944	*-21 696*	-23 604	-4 663	-1 158	-575	84 681	-10 090	66 517
12	37 461	*-1 567*	-23 604	-3 811	-1 175	-583	64 888	10 533	77 049
13	37 985	*-1 598*	-23 604	-2 920	-1 191	-591	44 203	11 001	88 050
14	38 517	*-1 630*	-23 604	-1 989	-1 208	-599	22 588	11 476	99 526
15	39 056	*-1 663*	-23 604	-1 016	-1 225	-607	0	11 957	111 484
16	39 603	*-1 696*	0	0	-1 242	-616	0	36 050	147 533
17	40 158	*-1 730*	0	0	-1 259	-625	0	36 544	184 078
18	40 720	*-1 764*	0	0	-1 277	-633	0	37 045	221 123
19	41 290	*-1 800*	0	0	-1 295	-642	0	37 553	258 676
20	41 868	*-1 836*	0	0	-1 313	-651	0	38 068	296 745

Ce plan d'affaires est orienté collectivité locale : il ne tient pas compte d'une éventuelle TVA non compensée. Il prend comme hypoyhèse une absence totale de taxe et d'impôts (TP, TFPB, IS…)
Dans la colonne charges compend en année 11 le remplacement des onduleurs (sur l'hypothèse de 0,4 € le Wc)

SOL ARCADIA
6, rue Lionel Terray
92506 Rueil-Malmaison
Email : info@sol-arcadia.com
www.sol-arcadia.com

Hypothèse 2 : solution de type Uni-Solar PVL 136

Paramètres	Scénario de base
Coût global hors raccordement EDF	188 000
soit (en €/wc)	***5,76***
raccordement EDF	1 500
Total	189 500
Tarif d'achat (€/kWh)	0,60176 €
durée amort.	20
Coût total système €HT/Wc	5,81
Puissance (kWc)	32,64
Productible moyen (kWh/kW/an)	*1 027*
indexation (yc perte 0,4%)	1,40%
Montant Prêt	170 550
Taux prêt	4,50%
Durée Prêt	15
mise de fonds	*18 950 €*

trésorerie générée en 20 ans (hors placement)	164 393 €
TRI des fonds investis	20%
part FP	10,0%
DSCR (ratio de couverture de la dette)	1,2
VAN à 8%	34 054 €

Année	Vente d'énergie	charges d'exploitation (25€/Kwc) et remplacement matériel	annuité	intérêt	assurance	auto conso courant	CRD	flux tréso annuelle	tréso cumulée
0							170 550		
1	20 172	*-816*	-15 881	-7 675	-653	-500	162 344	2 322	2 322
2	20 454	*-832*	-15 881	-7 305	-662	-507	153 769	2 572	4 895
3	20 741	*-849*	-15 881	-6 920	-671	-514	144 808	2 826	7 720
4	21 031	*-866*	-15 881	-6 516	-681	-521	135 444	3 082	10 803
5	21 325	*-883*	-15 881	-6 095	-690	-529	125 658	3 343	14 146
6	21 624	*-901*	-15 881	-5 655	-700	-536	115 432	3 607	17 752
7	21 927	*-919*	-15 881	-5 194	-710	-543	104 746	3 874	21 626
8	22 234	*-937*	-15 881	-4 714	-720	-551	93 579	4 145	25 771
9	22 545	*-956*	-15 881	-4 211	-730	-559	81 910	4 420	30 191
10	22 860	*-975*	-15 881	-3 686	-740	-567	69 715	4 698	34 890
11	23 181	*-14 051*	-15 881	-3 137	-750	-575	56 972	-8 075	26 814
12	23 505	*-1 015*	-15 881	-2 564	-761	-583	43 655	5 267	32 081
13	23 834	*-1 035*	-15 881	-1 964	-771	-591	29 739	5 557	37 637
14	24 168	*-1 056*	-15 881	-1 338	-782	-599	15 197	5 850	43 488
15	24 506	*-1 077*	-15 881	-684	-793	-607	0	6 148	49 636
16	24 849	*-1 098*	0	0	-804	-616	0	22 331	71 967
17	25 197	*-1 120*	0	0	-815	-625	0	22 637	94 604
18	25 550	*-1 143*	0	0	-827	-633	0	22 947	117 551
19	25 908	*-1 165*	0	0	-838	-642	0	23 262	140 813
20	26 270	*-1 189*	0	0	-850	-651	0	23 580	164 393

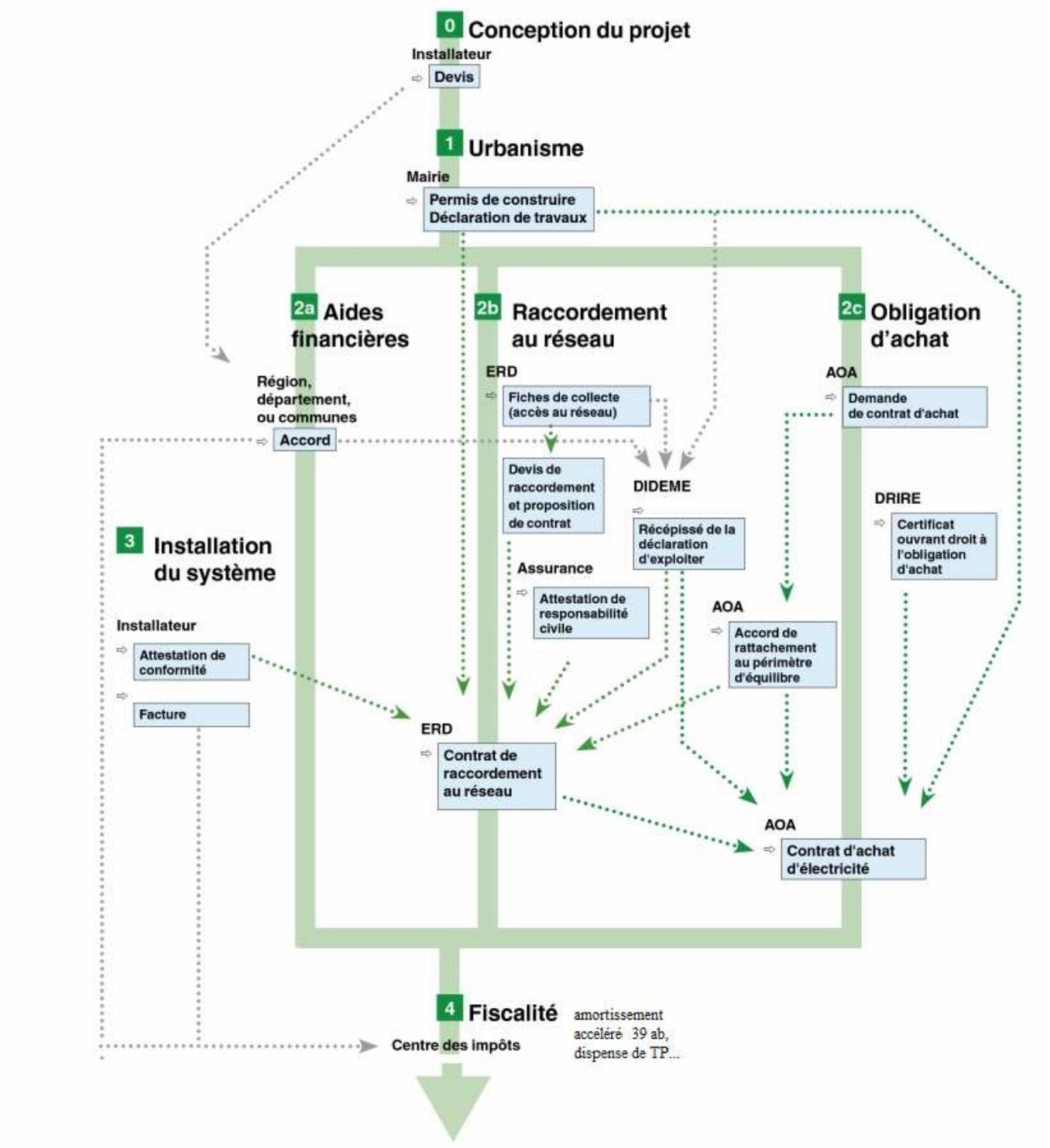
il convient de dimensionner les fonds propres afin de respecter un DSCR de 120%

Ce plan d'affaires est orienté collectivité locale : il ne tient pas compte d'une éventuelle TVA non compensée. Il prend comme hypoyhèse une absence totale de taxe et d'impôts (TP, TFPB, IS…)

Dans la colonne charges compend en année 11 le remplacement des onduleurs (sur l'hypothèse de 0,4 € le Wc)

Annexe 6 : « Pack démarches administratives » (par exemple sur l'hypothèse 1)

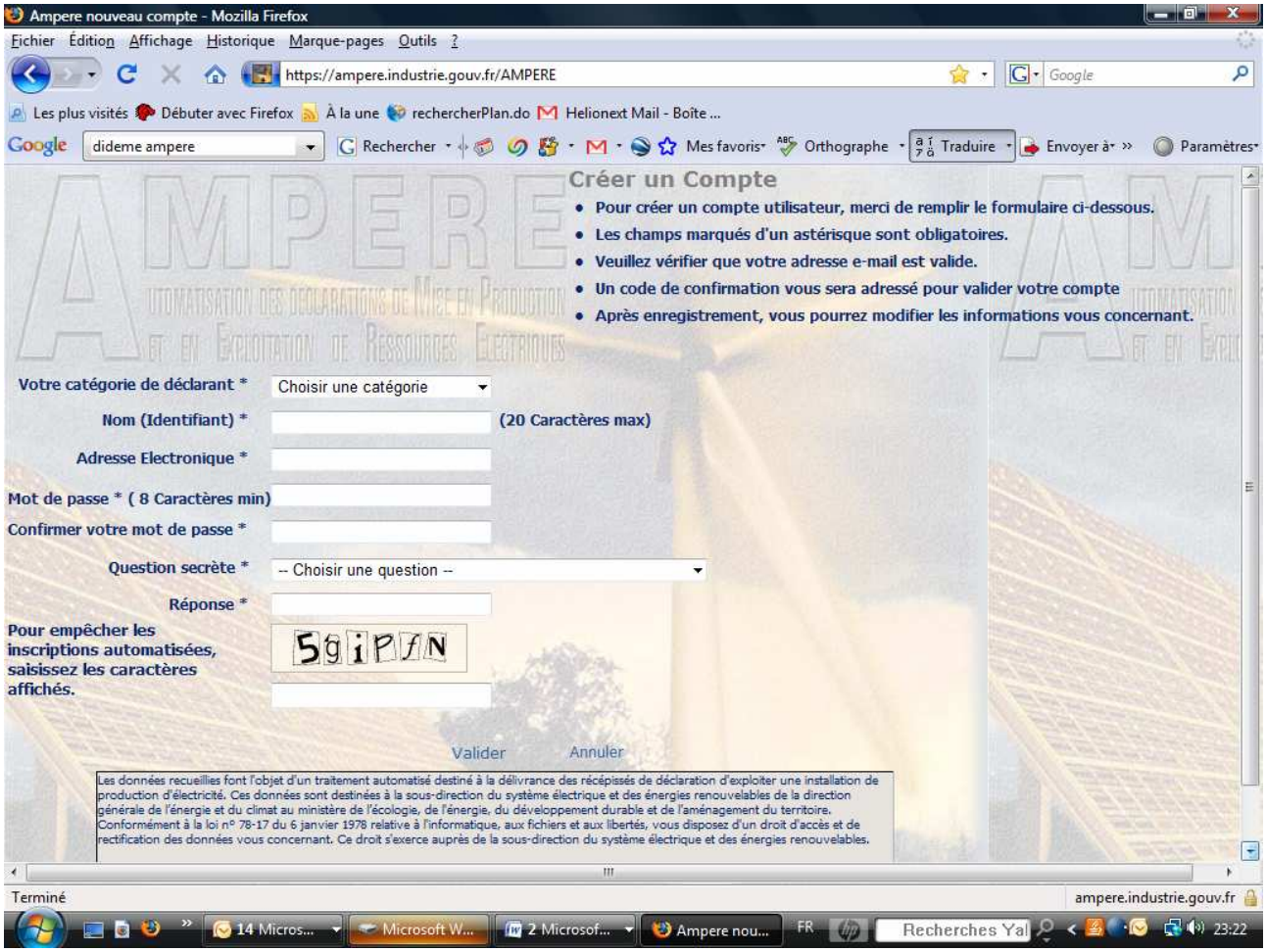
Rappel des démarches à effectuer :



Etapes	Interlocuteurs	Documents à fournir	Documents obtenus
0 Conception du projet	**Installateur**		■ Devis
1 Urbanisme	**Mairie**	■ Pour une déclaration de travaux : une demande de travaux accom pagnée de : □ Un plan de situation du terrain □ Un plan de masse de la construction □ Un schéma ou des photographies faisant apparaître l'état existant et les modifications projetées ■ Pour un permis de construire, voir avec un architecte	■ Déclaration de travaux ■ ou permis de construire
2a Aides financières	**Région, département, commune**		■ Accord
2b Raccordement au réseau	**DIDEME** (Direction de la demande et des marchés énergétiques)	■ Accord pour subventions 2a ■ Elément économique du projet ■ Arrêté du permis de construire ou déclaration de travaux 1 ■ Copie des fiches de collecte 2b	■ Récépissé de la déclaration d'exploiter
	Compagnie d'assurance	■ Demande d'attestation	■ Attestation de responsabilité civile
	ERD ARD grand centre (EDF Réseau de Distribution Agence Régionale de Distribution grand centre)	■ Fiches de collecte ■ Arrêté du permis de construire ou déclaration de travaux 1 ■ Copie du récépissé de la déclaration d'exploiter 2b (DIDEME) ■ Attestation de conformité 3 ■ Attestation d'assurance responsabilité civile 2b (compagnie d'assurance) ■ Accord de rattachement au périmètre d'équilibre 2c (AOA)	■ Contrat de raccordement
2c Obligation d'achat	**DRIRE** (Directions Régionales de l'Industrie de la Recherche et de l'Environnement)	■ Demande de certificat ouvrant droit à l'obligation d'achat et de tarif spécifique	■ Certificat ouvrant droit à l'obligation d'achat
	AOA (Administration des Obligations d'Achat EDF)	**Etape 1** ■ Demande de contrat d'achat	■ Proposition d'accord de rattachement au périmètre d'équilibre ■ Accusé de réception de la demande d'achat
		Etape 2 ■ Proposition d'accord de rattachement au périmètre d'équilibre **signé**	■ Accord de rattachement au périmètre d'équilibre
		Etape 3 ■ Copie du permis de construire ou déclaration de travaux 1 ■ Accord de rattachement au périmètre d'équilibre 2c ■ Copie du récépissé de la déclaration d'exploiter 2b (DIDEME) ■ Certificat ouvrant droit à l'obligation d'achat 2c (DRIRE) ■ Contrat de raccordement signé 2b (ERD) ■ Installation prête à fonctionner 3	■ Contrat d'achat
3 Installation du système	**Installateur**		■ Attestation de conformité

Déclaration d'exploiter (à faire sur le site Ampere) :

Il conviendra de créer un compte Ampere à la collectivité ou bien que la collectivité mandate le Sydec qui utilisera son code pour réaliser la déclaration d'exploiter en ligne.


Ampere nouveau compte - Mozilla Firefox
Fichier Édition Affichage Historique Marque-pages Outils ?
https://ampere.industrie.gouv.fr/AMPERE
Créer un Compte
Pour créer un compte utilisateur, merci de remplir le formulaire ci-dessous.
Les champs marqués d'un astérisque sont obligatoires.
Veuillez vérifier que votre adresse e-mail est valide.
Un code de confirmation vous sera adressé pour valider votre compte
Après enregistrement, vous pourrez modifier les informations vous concernant.
Votre catégorie de déclarant *
Choisir une catégorie
Nom (Identifiant) *
(20 Caractères max)
Adresse Electronique *
Mot de passe * (8 Caractères min)
Confirmer votre mot de passe *
Question secrète *
-- Choisir une question --
Réponse *
Pour empêcher les inscriptions automatisées, saisissez les caractères affichés.
Valider
Annuler
Les données recueillies font l'objet d'un traitement automatisé destiné à la délivrance des récépissés de déclaration d'exploiter une installation de production d'électricité. Ces données sont destinées à la sous-direction du système électrique et des énergies renouvelables de la direction générale de l'énergie et du climat au ministère de l'écologie, de l'énergie, du développement durable et de l'aménagement du territoire. Conformément à la loi n° 78-17 du 6 janvier 1978 relative à l'informatique, aux fichiers et aux libertés, vous disposez d'un droit d'accès et de rectification des données vous concernant. Ce droit s'exerce auprès de la sous-direction du système électrique et des énergies renouvelables.
Terminé
ampere.industrie.gouv.fr

Fiches de collecte de renseignements pour une étude de faisabilité ou détaillée (avec ou sans Proposition Technique et Financière) dans le cadre du raccordement d'une centrale de production comprise entre 36 et 250 kVA au réseau public de distribution BT exploité par ERDF

Identification : **ERDF-FOR-RES_09E**

Version : **4**

Nombre de pages : 28

Version	Date d'application	Nature de la modification	Annule et remplace
1	01/12/2005	Création	
2		Prise en compte de la DIN VDE 0126 1.1 ainsi que des dispositions opérationnelles	
3	01/05/2008	Prise en compte de l'identité visuelle d'ERDF	FOR-RES_27E
4	01/12/2008	Prise en compte du Décret n°2008-386 et de l'Arrêté du 23 avril 2008	

Document(s) associé(s) et annexe(s)

ERDF-OPE-RES_03E : « Mode d'emploi des fiches de collecte de renseignements pour une étude de faisabilité
ou détaillée (avec ou sans Proposition Technique et Financière) dans le cadre du raccordement d'une centrale
de production comprise entre 36 et 250 kVA au réseau BT de distribution exploité par ERDF »

Publication selon la documentation technique de référence d'ERDF :
Chapitre A.1.2. Procédure de raccordement
Partie Données à échanger

Résumé / Avertissement

Ce document précise les différentes fiches techniques à remplir par un demandeur dans le cadre d'une demande de raccordement d'une centrale de production de puissance comprise entre 36 kVA et 250 kVA, au réseau public de distribution BT exploité par ERDF.

Les pièces à fournir dès cette étape sont, outre les présentes fiches de collecte :

- une copie du document administratif permettant l'obtention d'une étude détaillée ou l'entrée en file d'attente (Cf. page2),

- une copie (éventuellement) du mandat (Cf.page2),

- un schéma unifilaire (éventuellement) des Installation, avec précisions d'accès (Cf. page 7),

- un (plusieurs) certificat(s) de conformité (éventuellement) DIN VDE 0126 ou DIN VDE 0126 1.1 (Cf. page 28),

- un (plusieurs) certificat(s) de conformité CEI ou NF EN (respect des émissions harmoniques) (Cf. p9 ou p28).

Par ailleurs, ERDF rappelle l'existence de sa documentation technique de référence et du catalogue des prestations que vous pouvez télécharger sur le site Internet http://www.erdfdistribution.fr/. Cette

Fiche A1 : DONNEES GENERALES DU PROJET

DEMANDEUR

Nom du demandeur (société ou particulier)	SYDEC
SIREN (pour les entreprises)	254 001 399
Nom de l'agence (pour les entreprises)	
Adresse	55 rue Martin Luther King
Code Postal – Ville-Pays	40006 Mont de Marsan cedex
Interlocuteur (Nom, Prénom)	Frédéric Montaut
Téléphone Fax e-mail	05 58 85 71 87 05 58 75 64 29 frederic.montaut@sydec40.fr

Le Demandeur agit :	☒ pour son propre compte ☐ en tant que mandataire du propriétaire de l'Installation désignée ci-après (joindre la copie du mandat signé des 2 parties)
Joindre une copie du document administratif[1] permettant l'obtention d'une étude détaillée ou l'entrée en file d'attente (Cf. §4.6 & §4.9 de la Note ERDF-PRO-RES_21E « Procédure de traitement des demandes de raccordement des Installations de production d'électricité aux réseaux publics de distribution). Référence du document[2] : Annexe 1	

CERTIFICATION DES DONNEES

Date	*Nom – Prénom du Demandeur :* *Signature*

[1] Si ce document fait l'objet d'une opposition dans les délais légaux, il est nécessaire de prévenir ERDF.

[2] Préciser le nom du document qui sera fourni avec le dossier

Fiche A1 (suite) : DONNEES GENERALES DU PROJET

PRODUCTEUR

Nom du producteur	
SIREN (pour les sociétés)	
Adresse	
Code Postal – Ville – Pays	
Interlocuteur (Nom, Prénom)	
Téléphone Fax e-mail	

Fiche A1 (suite) : DONNEES GENERALES DU PROJET

SITE DE PRODUCTION

Nom	Salles de Sports
SIRET (facultatif)	
Adresse	
Code Postal – Ville	40700 Serres Gaston
L'Installation se trouve-t-elle :	☒ sur un site individuel ? ☐ dans un immeuble collectif ?

SITUATION GEOGRAPHIQUE

L'instruction de la demande nécessite la transmission des éléments suivants :
- un plan de situation (échelle recommandée 1/10 000) si l'adresse n'est pas suffisante pour localiser précisément le projet,
- un plan cadastral (échelle recommandée 1/1 000 ou 1/2 000) matérialisant l'emplacement souhaité[3] du Point De Livraison,

La demande concerne t-elle un Site déjà raccordé au Réseau Public de Distribution	☒ Oui ☒ BT en Soutirage ☐ BT en Injection ☐ HTA en Soutirage ☐ HTA en Injection Nom et référence du Poste de Livraison du Site : ☐ Non
Si Oui en soutirage, référence du contrat pour l'accès en soutirage (contrat de fourniture, GRD-F, CARD…..) et nom du Titulaire	☒ BT :Tarif Bleu 36 kVA Compteur N° 790 308 ☐ HTA :
Si Oui , nature de la modification de raccordement	☐ Augmentation de puissance de raccordement ☒ Mise en œuvre d'une Installation de production nouvelle ☐ Rénovation dans le cadre de l'arrêté du 23 avril 2008 (Art 2) ☐ Autre
⇒ Détails de la modification de raccordement souhaitée	Installation photovoltaïque de 50,4kWc

Date envisagée pour la mise en service[4]	**Octobre 2009**

[3] Cette position pourra être optimisée pendant la phase d'étude lors des échanges entre ERDF et le Demandeur.
[4] Cette date est fournie à titre indicatif.

Fiche A2 : CARACTERISTIQUES DU SITE

CARACTERISTIQUES DU SITE

Type de production	☐ Biogaz ☐ Biomasse ☐ Cogénération ☐ Déchets ménagers et assimilés ☐ Dispatchable ☐ Eolien ☐ Farines animales ☐ Géothermie ☐ Hydraulique ☒ Photovoltaïque ☐ Thermique fossile ☐ Divers
Puissance de production installée P_{max} [5] ➔correspond à la puissance qui figure (qui figurera) dans la déclaration d'exploiter.	48 kVA[6]
Injection de la production (nette d'auxiliaire) sur le Réseau Public de Distribution	☒ En totalité ☐ Partielle (surplus)
Puissance de production maximale nette livrée au réseau public ➔correspond à la puissance de raccordement en injection[7]	48 kVA
Puissance active maximale soutirée au Réseau Public de Distribution (au niveau du Point De Livraison du Site)	6 kW
Période de production envisagée (Ex : toute l'année, 1er novembre – 31 mars , autre)	Toute l'année
Nombre prévisionnel d'heures de production annuelle à la puissance de production maximale = énergie annuelle produite prévisionnelle / puissance de production maximale	1060h
Demande (un seul choix possible)	☐ Etude de faisabilité : le questionnaire est terminé ☒ Etude détaillée/PTF : continuez le questionnaire

[5] Pour l'application des dispositions de l'article 1 de l'arrêté du 23 avril 2008, « Pmax » désigne la puissance installée définie à l'article 1 du décret du 7 septembre 2000. Par convention, la puissance « P_{max} » est la puissance apparente pour les Installations de production raccordées en BT .

[6] kVA=kW en considérant une injection à cos (phi)=1

[7] Cette puissance est calculée par le demandeur à partir de la puissance nominale de fonctionnement des ouvrages de production installés déduction faite de la consommation minimale des auxiliaires et des autres consommations minimales uniquement si ces dernières soutirent conjointement lors des périodes de production. Pour les installations photovoltaïques, cette puissance est égale au minimum entre la puissance de l'onduleur et la puissance des panneaux photovoltaïques.

Fiche A2 (suite) : CARACTERISTIQUES DU SITE

UNITES DE PRODUCTION

Machine	Marque et référence	Type (synchrone, asynchrone, onduleur)	Puissance apparente nominale Sn	Nombre
N° 1	Fronius IG Plus 150	Onduleur	12 kVA	4
N° 2			kVA	
N° 3			kVA	
N° 4			kVA	
N° 5			kVA	
N° 6			kVA	
N° 7			kVA	
N° 8			kVA	
N° 9			kVA	

Fiche A2 (suite) : CARACTERISTIQUES DU SITE

RESEAU ELECTRIQUE INTERIEUR

Schéma de l'Installation intérieure	Joindre un schéma unifilaire. Indiquer sur le schéma l'ensemble des unités de production, l'organe de couplage de chaque unité de production, l'organe de découplage du Site, les connexions éventuelles aux Installations de Consommation et éventuellement les longueurs et sections des câbles. Référence du document[8] : Annexe 2

COMPENSATION GENERALE DU SITE : NB : ne pas inclure dans cette compensation générale la compensation propre à chaque machine

Le Site est-il équipé de batteries de condensateurs de compensation générale ?	☐ Oui ☒ Non
Puissance totale des condensateurs	kvar
Nombre de gradins et puissance unitaire (en kvar)	/ kvar

[8] Préciser le nom du document qui sera fourni avec le dossier

Fiche C5 : ONDULEUR ASSURANT LE TRANSIT TOTAL DE PUISSANCE

RAPPEL

Marque et référence de l'onduleur	Fronius IG Plus 150

Remplir une fiche par type d'onduleur

TECHNOLOGIE

Puissance nominale de l'onduleur		12 kW
Nombre d'onduleurs		4
Type d'électronique de puissance	☐ Commutation assistée (Thyristors) ☒ Commutation forcée (IGBT-MLI)	
Si commutation assistée, Impédance du convertisseur à 175 Hz - R et X en ohm en schéma série ou parallèle à préciser	☐ schéma équivalent série ☐ schéma équivalent parallèle	$R_{175\ Hz}$= Ω $X_{175\ Hz}$ = Ω
Tension de sortie assignée		400 V
Facteur de puissance nominal		1
Type de connexion	☐ Monophasé ☒ Triphasé	

Fiche C5 (suite): ONDULEUR assurant le transit total de puissance

<u>Protection de découplage</u> La protection de découplage est obligatoire en application de l'article 7 de l'arrêté du 23 avril 2008. Elle peut : • être intégrée à l'onduleur (ou au sectionneur automatique) si celui ci est conforme à la norme DIN VDE 0126 (avec dans ce cas, une puissance inférieure ou égale à 4,6 kVA et un raccordement monophasé) ou DIN VDE 0126 1.1 (cocher la ou les case(s) « oui » suivant le type) ; ou • en être indépendante, dans ce cas elle sera de type B.1 (cocher la ou les case(s) « non » suivant le type).	☒ Oui Joindre la preuve de conformité[9] DIN VDE 0126 ou DIN VDE 0126 1.1 Référence du document[10] : Annexe 3 ☐ Non

HARMONIQUES

Joindre un certificat[13] de la conformité à la CEI ou à la NF EN (un certificat suffit par type) fourni par le constructeur

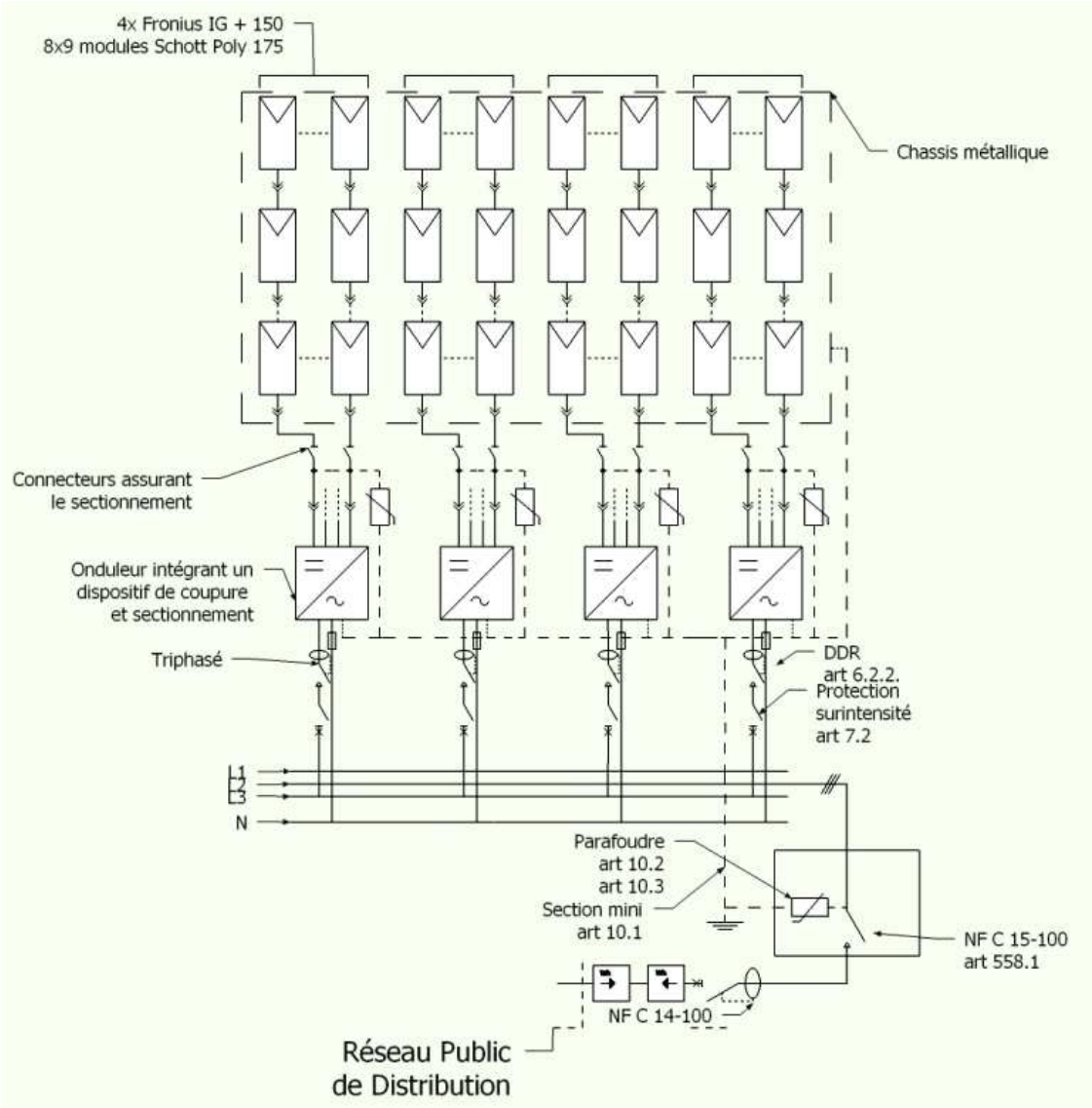
- ✓ CEI NF EN 61000-3-2 pour les appareils ayant un courant appelé inférieur ou égal à 16A par phase
- ✓ CEI 61000-3-4 pour les appareils ayant un courant assigné supérieur à 16 A par phase
- ✓ NF EN 61000-3-12 pour les appareils ayant un courant appelé supérieur à 16 A et inférieur ou égal à 75 A par phase

Référence du document[11] : Annexe 4

[9] La preuve de conformité devra être fournie à ERDF au moyen du certificat de conformité du constructeur concernant chacun des appareils mis en œuvre, rédigée suivant la trame au format de la norme NF EN ISO/CEI 17050-1
[10] Préciser le nom du document qui sera fourni avec le dossier
[11] Préciser le nom du document qui sera fourni avec le dossier

Annexe 1 : récépissé de la déclaration préalable

Annexe 2 : Schéma unifilaire



EU-KONFORMITÄTSERKLÄRUNG 2008
EC-DECLARATION OF CONFORMITY 2008
DECLARATION DE CONFORMITE DE LA CE, 2008

Wels-Thalheim, 2008-05-05

Die Firma	Manufacturer	La compagnie

FRONIUS INTERNATIONAL GMBH
Günter Fronius Straße 1, A-4600 Wels-Thalheim

erklärt in alleiniger Verantwortung, dass folgendes Produkt:	Hereby certifies on it´s sole responsibility that the following product:	se déclare seule responsable du fait que le produit suivant:
Fronius IG Plus 35-1 / 50-1 / 70-1 / 70-2 / 100-1 / 100-2 / 120-3 / 150-3 Solar-Wechselrichter	Fronius IG Plus 35-1 / 50-1 / 70-1 / 70-2 / 100-1 / 100-2 / 120-3 / 150-3 Photovoltaic inverter	Fronius IG Plus 35-1 / 50-1 / 70-1 / 70-2 / 100-1 / 100-2 / 120-3 / 150-3 Onduleur solaire
auf das sich diese Erklärung bezieht, mit folgenden Richtlinien bzw. Normen übereinstimmt:	which is explicitly referred to by this Declaration meet the following directives and standard(s):	qui est l'objet de la présente déclaration correspondent aux suivantes directives et normes:
Richtlinie 2006/95/EG Elektrische Betriebsmittel Niederspannungsrichtlinie	Directive 2006/95/EC Electrical Apparatus Low Voltage Directive	Directive 2006/95/CE Outillages électriques Directive de basse tension
Richtlinie 2004/108/EG Elektromag. Verträglichkeit	Directive 2004/108/EC Electromag. compatibility	Directive 2004/108/CE Èlectromag. compatibilitè
Europäische Normen EN 50178:1997 EN 61000-3-2:2000 EN 61000-3-11:2000 EN 61000-3-12:2005 EN 61000-6-2:2001 EN 61000-6-3:2001 EN 50366:2003	European Standard EN 50178:1997 EN 61000-3-2:2000 EN 61000-3-11:2000 EN 61000-3-12:2005 EN 61000-6-2:2001 EN 61000-6-3:2001 EN 50366:2003	Norme européenne EN 50178:1997 EN 61000-3-2:2000 EN 61000-3-11:2000 EN 61000-3-12:2005 EN 61000-6-2:2001 EN 61000-6-3:2001 EN 50366:2003
Die oben genannte Firma hält Dokumentationen als Nachweis der Erfüllung der Sicherheitsziele und die wesentlichen Schutzanforderungen zur Einsicht bereit.	Documentation evidencing conformity with the requirements of the Directives is kept available for inspection at the above Manufacture´s.	En tant que preuve de la satisfaction des demandes de sécurité la documentation peut être consultée chez la compagnie susmentionnée.

CE 2008

ppa. Mag.Ing.H.Hackl

Deutsche Gesetzliche Unfallversicherung

Fachausschuss „Elektrotechnik"

Fachausschuss „Elektrotechnik" • Postfach 510580 • 50941 Köln

Fronius International GmbH
Günter Fronius Str.1
4600 Wels
Austria

Ihr Zeichen
Ihre Nachricht vom
Unser Zeichen UB.010.17 Pl/Ow
(bitte stets angeben)
Ansprechpartner/in Pohl
Telefon 0221 3778-6312
Fax 0221 3778-6322
E-Mail pohl.wolfgang@bgfe.de
Internet www.bgfe.de

Datum 12.11.2007

Unbedenklichkeitsbescheinigung 07013

Erzeugnis: Selbsttätig wirkende Schaltstelle

Typ: Fronius IG Plus, Setup DE

Bestimmungsgemäße Verwendung: Selbsttätig wirkende, dem VNB unzugängliche Schaltstelle als Sicherheitsschnittstelle zwischen einer Eigenerzeugungsanlage und dem Niederspannungsnetz. Gleichwertiger Ersatz für eine jederzeit dem VNB zugängliche Schaltstelle mit Trennfunktion. Die Schaltstelle ist integraler Bestandteil der PV-Wechselrichter Typ: Fronius IG Plus

Prüfgrundlage:
DIN V VDE V 0126-1-1: 2006-02 „Selbsttätige Schaltstelle zwischen einer netzparallelen Erzeugungsanlage und dem öffentlichen Niederspannungsnetz"

Das mit Bericht vom 02.07.2007 Az. 2.04.00403.1.0 (arsenal research) geprüfte Sicherheitskonzept des o.g. Erzeugnisses, entspricht den zum Zeitpunkt der Ausstellung dieser Bescheinigung geltenden sicherheitstechnischen Anforderungen für die aufgeführte bestimmungsgemäße Verwendung.

Die Unbedenklichkeitsbescheinigung wird spätestens am

31.12.2012

ungültig.

- Mehlem -
Leiter der Prüf- und Zertifizierungsstelle

Deutsche Gesetzliche Unfallversicherung e.V. (DGUV)
Spitzenverband der gewerblichen Berufsgenossenschaften und der Unfallversicherungsträger der öffentlichen Hand

Fachausschuss „Elektrotechnik"
Berufsgenossenschaft der Feinmechanik und Elektrotechnik
Gustav-Heinemann-Ufer 130
50968 Köln

Telefon 0221 3778-6301
Fax 0221 3778-6322
E-Mail prüfstelle@bgfe.de
Internet www.bgfe.de

Commerzbank Köln
Konto 1100 155 09, BLZ 370 440 44
IBAN DE55 37040044 0110015500
BIC COBADEFF370

Attestation de conformité 07013

Produit : Commutateur automatique

Type : Fronius IG Plus, Setup DE

Utilisation conforme à la destination : Commutateur automatique, inaccessible au gestionnaire de réseau de distribution (VNB),
en tant qu'interface de sécurité entre une installation de production autonome et le réseau basse tension. Pièce de rechange pour remplacer un commutateur avec fonction de séparation accessible par le gestionnaire de réseau de distribution (VNB) Le commutateur est un composant intégral de l'onduleur PV de type : Fronius IG Plus

Documents de base pour la vérification :

DIN V VDE 0126-1-1 : 2006-02 „Commutateur automatique entre une installation de production autonome parallèle au réseau et le réseau public basse tension"

Lors de l'établissement de la présente attestation, le concept de sécurité du produit précité, objet du rapport en date du 02.07.2007 N° dossier 2.04.00403.1.0 (arsenal research), est en conformité avec les exigences techniques de sécurité en vigueur pour l'application conforme à l'emploi indiqué.

La présente attestation de conformité perd sa validité au plus tard le

31.12.2012

Annexe 7 : Contexte et Généralité sur le photovoltaïque

L'énergie solaire photovoltaïque désigne l'électricité produite par transformation d'une partie du rayonnement solaire avec une cellule photovoltaïque. Plusieurs cellules sont reliées entre elles sur un module solaire photovoltaïque. Plusieurs modules sont regroupés pour former une installation solaire chez un particulier ou dans une centrale solaire photovoltaïque. L'installation solaire peut alimenter un besoin sur place (en association avec un moyen de stockage) ou être injectée, après transformation en courant alternatif, dans un réseau de distribution électrique (le stockage n'étant alors pas nécessaire).

Le terme photovoltaïque désigne au départ le phénomène physique, l'effet « photovoltaïque » découvert par Antoine Becquerel en 1839, ou la technologie associée.

L'effet photovoltaïque

L'effet photovoltaïque" est un phénomène physique propre à certains matériaux appelés "semi-conducteurs". Le plus connu d'entre eux est le silicium utilisé pour les composants électroniques. Cet « effet photovoltaïque » est le produit du choc des photons de la lumière sur un matériau semi-conducteur qui transmet leur énergie aux électrons qui génèrent une tension électrique. Lorsque les "grains de lumière" (les photons) heurtent une surface mince de ces matériaux, ils transfèrent leur énergie aux électrons de la matière. Ceux-ci se mettent alors en mouvement dans une direction particulière, créant ainsi un courant électrique qui est recueilli par des fils métalliques très fins. Ce courant peut être ajouté à celui provenant d'autres dispositifs semblables de façon à atteindre la puissance désirée pour un usage donné : ainsi plusieurs cellules photovoltaïques forment un module et plusieurs modules forment un champ photovoltaïque.

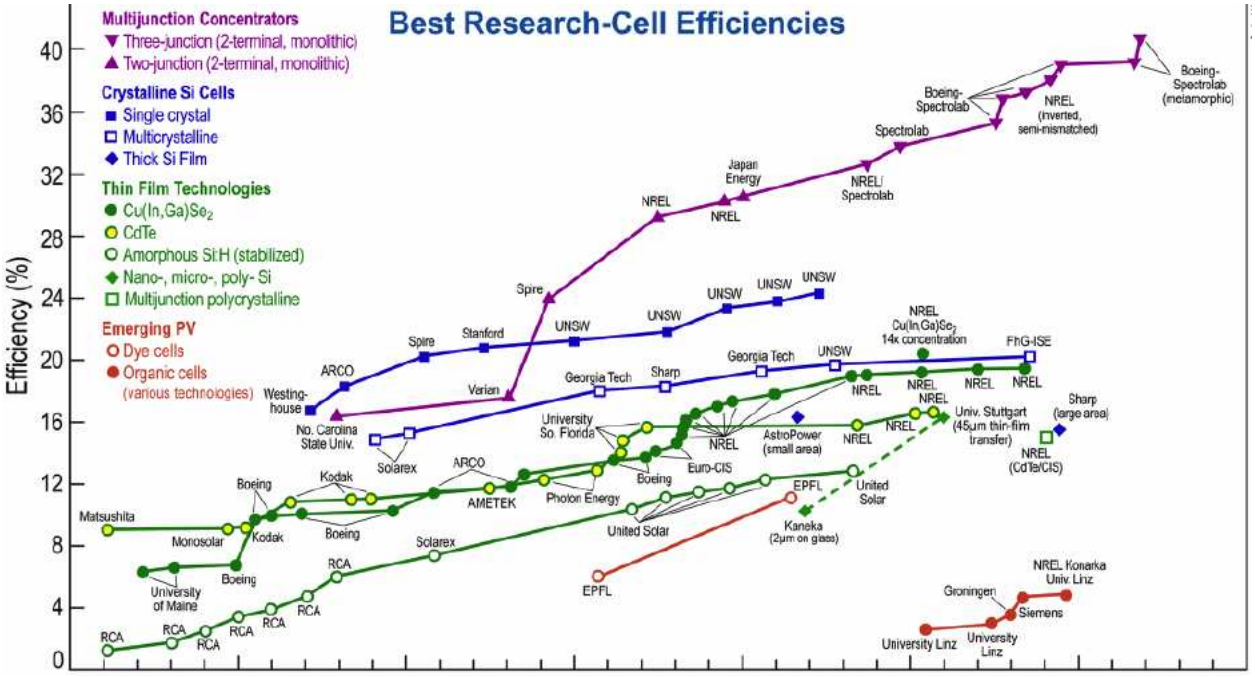
Le matériaux photovoltaïque peut être disposé soit en cellules minces et plates découpées dans un lingot de silicium obtenu par fusion et moulage, puis connectées les unes aux autres en série pour constituer un module photovoltaïque, soit en une mince couche uniforme obtenue par projection de matériau réduit en fine poudre sur le verre.

Le silicium utilisé en photovoltaïque peut se rencontrer sous trois formes :

- silicium poly cristallin : il s'agit du matériel photovoltaïque le plus utilisé, à lui seul plus de 50% du marché mondial. Il offre un bon rendement (12% en moyenne) pour des coûts de fabrication maîtrisés
- silicium mono cristallin : son rendement est légèrement supérieur au silicium poly cristallin (15%), en revanche sa fabrication est plus délicate donc plus coûteuse.
- silicium amorphe : son rendement est bien inférieur à ceux des siliciums cristallins (6 à 8%) mais son coût est inférieur.

Les matériaux en silicium cristallin (poly et mono) représentent 90% du marché mondial, mais de nouveau matériaux font actuellement une poussée spectaculaire (CdTe, CIS…).

Aujourd'hui la R&D bat son plein sur la scène mondial afin d'accroître toujours plus les rendements des cellules.



Les capteurs ou modules photovoltaïques

Les capteurs –ou modules- photovoltaïques sont constitués d'un ensemble de cellules photovoltaïques qui génèrent un courant continu lorsqu'elles sont exposées à la lumière La puissance du système photovoltaïque, et donc l'énergie produite, est directement proportionnelle à la surface (et donc au nombre de capteurs installés).

Très fragile à l'état brut, le matériau photovoltaïque doit être protégé des intempéries par un verre transparent et solide. Les enveloppes employées actuellement sont étudiées pour résister entre 20 et 30 ans aux agressions de l'environnement.

Les capteurs les plus courants sont des panneaux rectangulaires rigides de quelques centimètres d'épaisseur utilisant les technologies du silicium cristallin, pesant quelques kilos et d'une surface comprise entre 0.5 et 3 m². Leurs performances sont variables selon la composition du matériau photovoltaïque et la technologie utilisée. Ces capteurs sont souvent installés par dessus la toiture existante d'une maison –en sur-imposition-, ou sur châssis lorsqu'on les pose sur le sol ou sur une toiture terrasse.

Arrivent aujourd'hui sur le marché des produits plus élaborés tels que des tuiles photovoltaïques, des ardoises photovoltaïque, des éléments souples (en silicium amorphe), ou des éléments de façade qui rendent beaucoup plus facile l'intégration du photovoltaïque dans la couverture extérieur du bâtiment.

Notion de puissance crête :

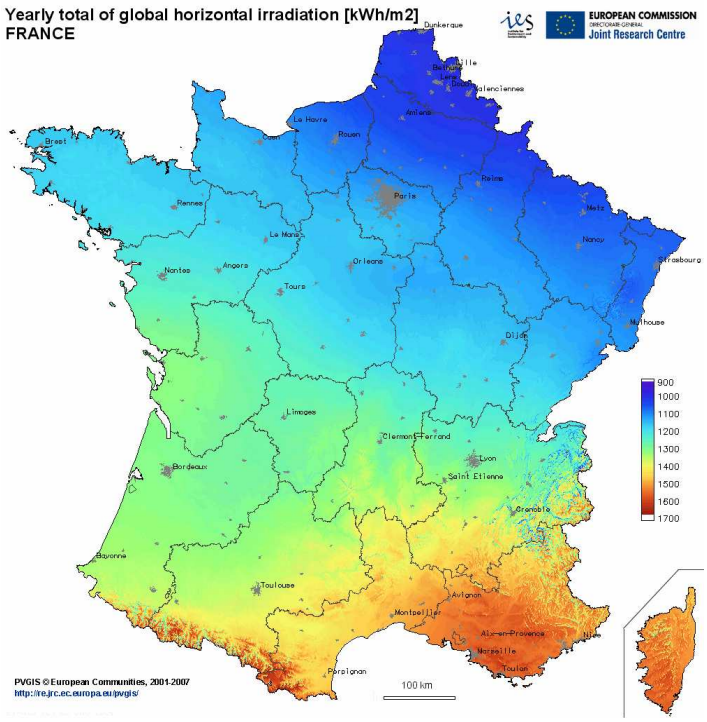
La puissance crête est une donnée normative appliquée aux cellules et modules photovoltaïques. Elle correspond à la puissance que peut délivrer, par exemple le module, sous des conditions standards optimales d'ensoleillement (1000 W/m²) et de température (25°C). Cette puissance crête permet notamment de comparer deux matériaux entre eux.

En pratique, la puissance d'un capteur installé sur un site varie en fonction de l'ensoleillement reçu par le capteur – qui dépend du jour, de l'heure, de la météo, de l'orientation du système, etc.- et de sa température, si bien que la puissance crête n'est jamais atteinte par le capteur.

- ***Plusieurs facteurs peuvent affecter la production d'un site photovoltaïque :***

la localisation géographique

La production électrique d'un site photovoltaïque peut être déterminée par les données météorologiques d'ensoleillement annuel du site. La carte ci-dessous donne la production électrique moyenne attendue dans les conditions optimales d'implantation pour un système photovoltaïque d'une puissance de 1 kWc (environ 9 m²) avec des modules poly cristallins courants.



Orientation par rapport au sud et son inclinaison

En France les panneaux doivent idéalement être exposés plein sud et être inclinés à 30 degrés par rapport à l'horizontale pour produire un maximum d'énergie sur l'année.

Cependant des écarts de plus ou moins 45° par rapport au sud (c'est-à-dire de sud-est à sud-ouest) et une inclinaison de 20 à 60° par rapport à l'horizontale sont acceptables et n'engendrent pas de baisse de production importante.

Le tableau ci-dessous donne le facteur de correction à appliquer à la production attendue du système en fonction de son orientation et de son inclinaison.

FACTEURS DE CORRECTION POUR UNE INCLINAISON ET UNE ORIENTATION DONNEES

ORIENTATION \ INCLINAISON	0°	30°	60°	90°
Est	0,93	0,90	0,78	0,55
Sud-Est	0,93	0,96	0,88	0,66
Sud	0,93	1,00	0,91	0,68
Sud-Ouest	0,93	0,96	0,88	0,66
Ouest	0,93	0,90	0,78	0,55

source Hespul

: position à éviter si elle n'est pas imposée par une intégration architecturale

NB : ces chiffres n'incluent pas les possibles masques qui pourraient réduire la production annuelle.

Les masques :

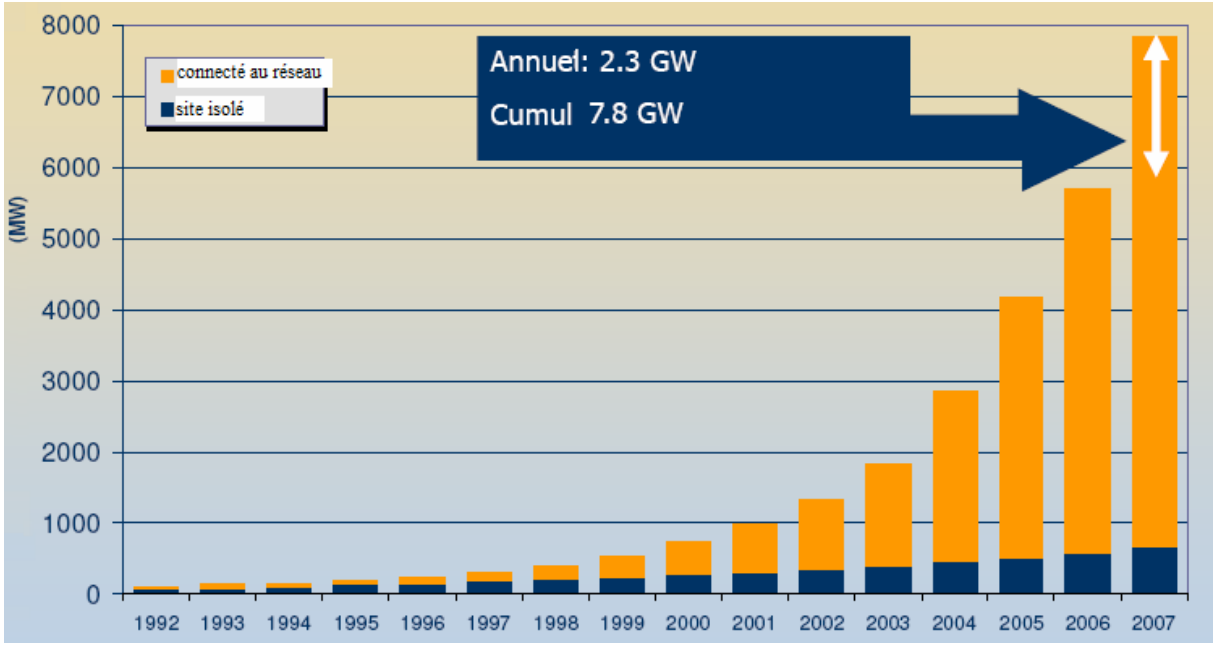
Un ombrage sur les capteurs peut avoir des origines diverses : arbre, bâtiment ou relief naturel installé plus au sud que le système photovoltaïque. Selon la taille de l'obstacle et surtout sa hauteur, l'impact de l'ombrage –une perte de production- est plus ou moins important, c'est pourquoi il vaut mieux le quantifier avant d'investir.

Rendement surfacique et productible (heures à pleine puissance ou Kwh/ Kwc installé).

Sur terre, l'énergie solaire moyenne en pleine exposition reçue par 1 m² de module photovoltaïque exposés en plein soleil se situe entre 1 et 1,2 kW selon la performance des cellules, alors que dans l'espace ce que l'on appelle la constante solaire est de 1,367 kW/m².
Les pertes occasionnées lors de la traversée de l'atmosphère par la lumière est telle que l'énergie qui arrive au sol sur terre est bien plus faible et de l'ordre de 1 kW/m². Au final, l'énergie qui arrive au sol dépend de l'inclinaison du soleil donc de l'épaisseur de l'atmosphère à traverser et de sa nébulosité.

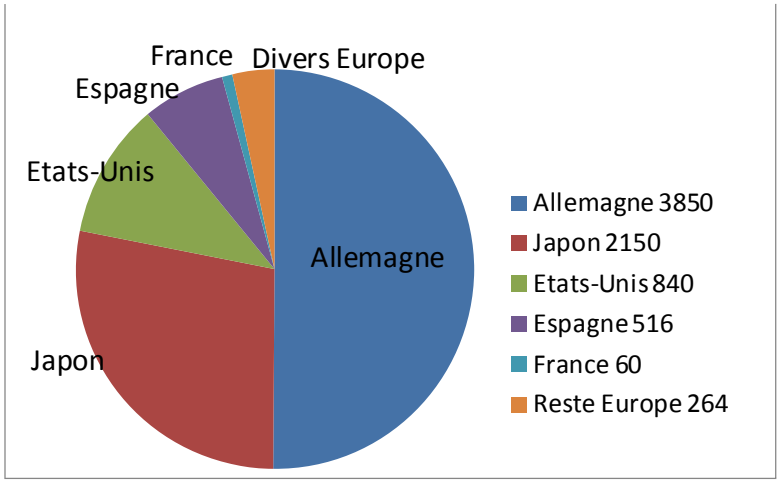
En effet, un panneau solaire n'est qu'exceptionnellement orienté exactement face au soleil. Cela dépend des saisons et de la position du soleil au cours de la journée. La production n'est jamais à son maximum sauf au bref passage du plein midi. La production en fin de journée est donc une somme de productions partielles. Par temps couvert, donc en l'absence de soleil, la luminosité ambiante, permet quand même une petite production électrique (plus forte avec des technologies non cristallines), et ces petites productions additionnées finissent par faire des kWh. En fin d'année à partir du total de la production électrique on obtient le nombre d'heures équivalent pleine puissance (ie le nombre de kWh total divisé par la puissance crête, kWh/kWc). Ce nombre est différent du nombre d'heures d'ensoleillement au sens météo. C'est ce ratio Kwh/Kwc que nous utiliserons dans les calculs économiques. Pour Mont de Marsan par exemple, le nombre d'heures d'ensoleillement vu par les services météo est d'environ 3000 heures alors que le nombre d'heure à pleine puissance d'un système photovoltaïque correctement installé et optimisé est de 1150 Kwh/Kwc. C'est un ratio qui correspond à l'énergie produite par puissance crête[12] installée.

Le marché du photovoltaïque



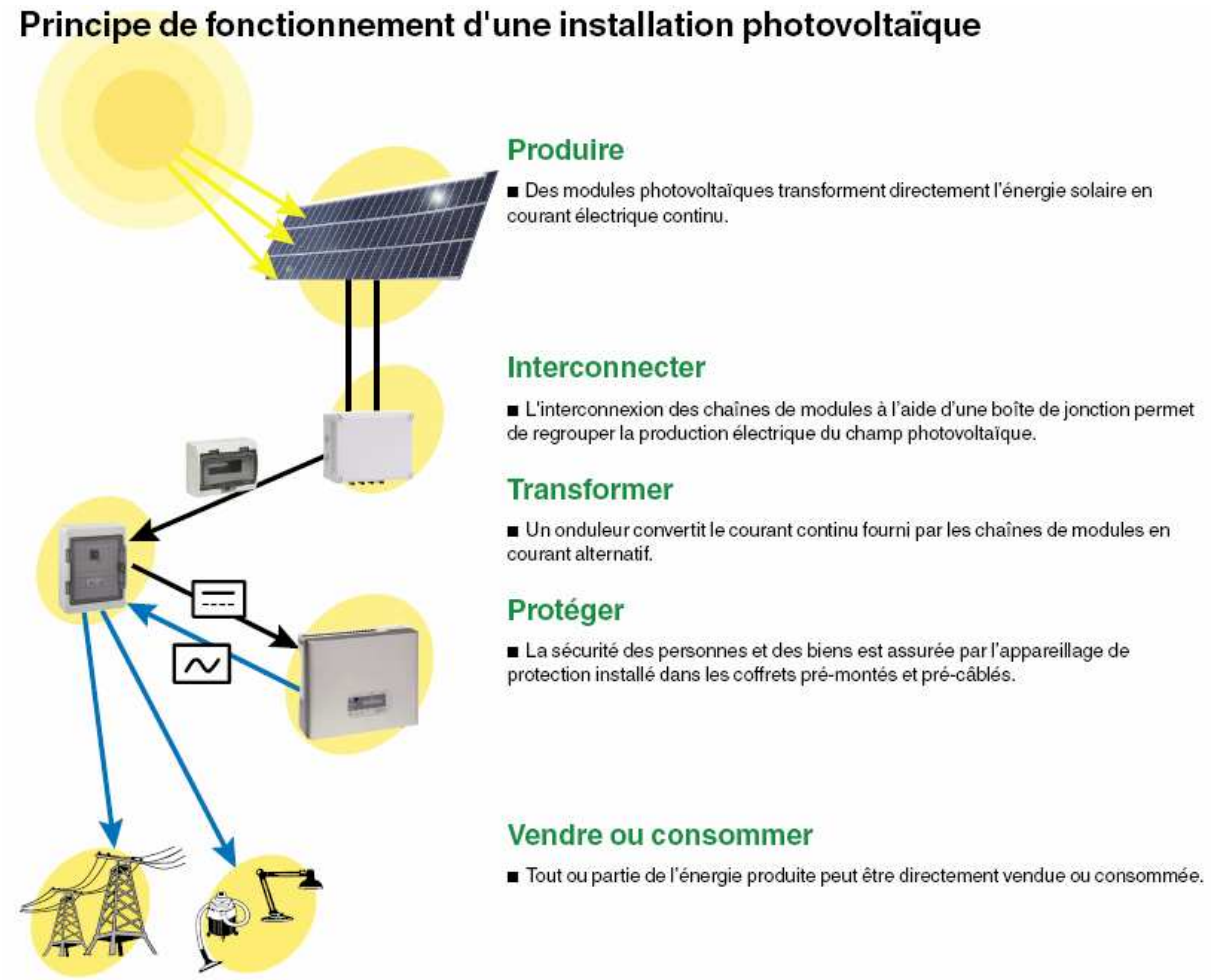
Le marché mondial de la « puissance installée » croît en moyenne de 40% par an surtout grâce au « connecté réseau ».

Voici à fin 2007 la part de marché de la « puissance installée » en MWc selon les Etats[13] :



[13] A noter que l'Espagne est aujourd'hui devant le japon avec une puissance installée prévue à fin 2008 supérieure à 1.5 Gwc.

Fonctionnement d'un système photovoltaïque


Principe de fonctionnement d'une installation photovoltaïque
Produire
■ Des modules photovoltaïques transforment directement l'énergie solaire en courant électrique continu.
Interconnecter
■ L'interconnexion des chaînes de modules à l'aide d'une boîte de jonction permet de regrouper la production électrique du champ photovoltaïque.
Transformer
■ Un onduleur convertit le courant continu fourni par les chaînes de modules en courant alternatif.
Protéger
■ La sécurité des personnes et des biens est assurée par l'appareillage de protection installé dans les coffrets pré-montés et pré-câblés.
Vendre ou consommer
■ Tout ou partie de l'énergie produite peut être directement vendue ou consommée.

Source Schneider Electric